



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE POSGRADO EN INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

**VALORACIÓN DE EXTERNALIDADES AMBIENTALES
EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN
MÉXICO; EL CASO DE LA CT TOPOLOBAMPO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:

MAESTRO EN INGENIERÍA

PLANEACIÓN

P R E S E N T A:

JOEL JOSUE FLORES AGUILETA

DIRECTOR DE TESIS:

DR. BENITO SÁNCHEZ LARA

2012

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Sánchez Guerrero Gabriel de las Nieves

Secretario: Dra. Rigaud Téllez Nelly

Vocal: Dr. Sánchez Lara Benito

1^{er} Suplente: Dr. Bautista Godínez Tomas

2^{do} Suplente: Dr. Fernández Zayas José Luis

Facultad de Ingeniería

Ciudad Universitaria, UNAM, México D.F.

TUTOR DE TESIS

DR. BENITO SANCHEZ LARA

Firma

ÍNDICE

Introducción

CAPÍTULO 1. SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

1.1 Antecedentes.....	5
1.2 Problemática.....	6
<i>Análisis del costo variable de generación de la energía.....</i>	<i>6</i>
<i>Despacho de la energía eléctrica.....</i>	<i>7</i>
<i>Costo variable de generación de las centrales de CFE.....</i>	<i>8</i>
<i>Marco legal de la generación de energía y externalidades ambientales.....</i>	<i>33</i>
<i>Proyectos de repotenciación en centrales de CFE.....</i>	<i>35</i>
<i>Marco jurídico de la evaluación de proyectos de repotenciación.....</i>	<i>36</i>
<i>Las externalidades ambientales propuestas por la SENER.....</i>	<i>38</i>
1.3 Objetivo de la tesis.....	38
1.4 Justificación y alcance.....	38

CAPÍTULO 2. LAS EXTERNALIDADES AMBIENTALES

2.1 Definición de externalidades.....	399
2.2 Metodologías para valorar externalidades ambientales.....	422

CAPÍTULO 3. CASO DE ESTUDIO

3.1 Central termoeléctrica topolobampo.....	466
3.2 Metodología propuesta por la sener.....	488
3.3 Análisis y evaluación de las externalidades ambientales del proyecto: conversión de <i>combustóleo a carbón de la ct topolobampo.....</i>	<i>522</i>

CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Costo variable de generación de la ct topolobampo con y sin proyecto.....	462
4.2 Comparativa de costos de generación de centrales termoeléctricas de México.....	4863

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

Bibliografía

Introducción

El presente trabajo de investigación se ubica en el Sector Eléctrico Nacional (SEN), y particularmente en la evaluación de proyectos termoeléctricos en México.

Hoy en día, temas como el calentamiento global derivado del efecto invernadero, han sido promotores del desarrollo de políticas públicas, planes y programas que promuevan el ahorro de energía e impulsen el desarrollo de las energías renovables en México, y el Mundo.

La Secretaría de Energía (SENER) en 2009, emitió una metodología para valorar externalidades ambientales debidas al CO₂. Esta metodología nace de una reforma al artículo 36 BIS de la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica, en donde se establece que Comisión Federal de Electricidad deberá considerar en su evaluación las externalidades ambientales.

Por lo anterior, el presente trabajo implanta la metodología para el caso de la central termoeléctrica topolobampo de CFE, la cual plantea convertirse de combustóleo a carbón, por cuestiones economía en el precio del combustible; ahorros en el costo de producción. Además, se realiza un análisis del costo variable de generación de las tecnologías a base de gas natural, combustóleo y carbón, al incluir el costo externo de CO₂.

El capítulo uno, enmarca la problemática del trabajo de investigación, revisa temas de legislación y normatividad en materia de energía eléctrica, y de variables técnicas y económicas que intervienen en la producción en energía de las diferentes tecnologías, para finalmente formular el objetivo de la tesis.

En el siguiente capítulo se formula el marco teórico en torno a las externalidades, para ello se revisan las principales corrientes que introducen el concepto y las actuales metodologías para cuantificar su valor, se hace un análisis de la metodología propuesta por SENER.

El capítulo tres aborda el caso de estudio. Se aplica la metodología para la central termoeléctrica de topolobampo, se obtienen el costo de la externalidad debida al CO₂; se realiza un análisis de proceso de ejecución de la metodología y de los resultados obtenidos para la central.

En el capítulo cuatro se realiza un análisis comparativo de las principales tecnologías termoeléctricas de México al considerar el valor económico de las externalidades en su costo de producción.

Finalmente, en el capítulo cinco se realiza un análisis del, ¿Que pasaría en el SEN si la metodología se implantará?. Para ello, se revisa el rol de las principales entidades participantes y la actual composición del parque generador de México.

1. CAPÍTULO 1. SECTOR ELÉCTRICO MEXICANO

1.1 ANTECEDENTES.

El tema de estudio se sitúa en el campo de la Evaluación de Proyectos, y particularmente en la Evaluación de Proyectos para la producción de energía eléctrica en el Sector Eléctrico Mexicano; la evaluación de proyectos como tema, es conocida en el medio, sin embargo, lo que se busca con este trabajo de investigación es evaluar el impacto económico que tienen las externalidades.

Las externalidades de una central de producción de energía eléctrica pueden ser básicamente de dos tipos: sociales y ambientales; ambas se pueden traducir en impactos económicos. Este trabajo de investigación se centra en las ambientales.

En México, todos los proyectos que tienen que ver con la construcción de centrales de producción de energía, son evaluados mediante indicadores económicos y financieros como el Costo Total Nivelado de Generación (CNG), Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN) y Retorno Sobre la Inversión (RSI). Dado el carácter público del servicio de energía eléctrica en México, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) utiliza el CNG para evaluar la construcción de nuevas centrales, y el TIR y VPN para proyectos de repotenciación y modernización.

Por otro lado, actualmente, el cambio climático y sus efectos potenciales sobre la humanidad, han propiciado que las naciones del mundo lleven a cabo programas de reducción de emisiones, con el fin de mitigar el efecto invernadero; Europa ha sido pionero en estos temas, y por consecuente, en la valoración económica de las externalidades, ya sea para generar impuestos o para construir esquemas financieros atractivos para los productores de emisiones.

Por lo anterior, la Secretaría de Energía (SENER) desarrolló recientemente una metodología para valorar económicamente las externalidades ambientales, la cual es de carácter normativo, y a primera vista, solo da una idea de las instituciones

que participan y las variables a las que hay que llegar, para valorar las externalidades.

1.2 PROBLEMÁTICA

Dadas las situaciones anteriores, hay dos circunstancias que son motivo de interés para el presente trabajo de investigación, la primera de ellas y la más importante consiste en responder a la pregunta ¿Cómo instrumentar la metodología para incluir las externalidades en la evaluación de proyectos de generación de energía?, y la segunda es ¿Qué efectos tendrá su implantación en la toma de decisiones para futuros proyectos de generación de energía?.

La exploración de la instrumentación de la metodología es el primer paso a seguir, y su resultado, permitirá obtener las primeras conclusiones sobre su impacto en el costo de producción y en general, en la evaluación de proyectos en el sector eléctrico. A continuación se presenta una serie de temas de interés para responder a las preguntas anteriores.

Análisis del costo variable de generación de la energía

En México, Comisión Federal de Electricidad (CFE) es el organismo paraestatal encargado por Ley¹, del Servicio Público de Energía Eléctrica (SPEE). El servicio que brinda CFE se puede clasificar en tres grandes rubros: generación, transmisión y distribución; el presente trabajo de investigación solo estudia el primer rubro, la generación.

La generación consiste en el proceso transformación de la energía primaria (combustibles fósiles o energías renovables) en energía eléctrica. Para ello, CFE cuenta con una gamma de tecnologías instaladas que varían de acuerdo a al tipo de energía primaria que utilizan. En la tabla 1 se presentan el tipo de tecnologías con que cuenta CFE, y su correspondiente recurso primario:

¹ **Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Capítulo 1. Disposiciones Generales. Artículo 1º.** Corresponde exclusivamente a la Nación, generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica que tenga por objeto la prestación de servicio público, en los términos del Artículo 27 Constitucional. En esta materia no se otorgarán concesiones a los particulares y la Nación aprovechará, a través de la Comisión Federal de Electricidad, los bienes y recursos naturales que se requieran para dichos fines.

Tabla 1. Tipos de centrales eléctricas y el tipo de combustible que utilizan

TIPO DE CENTRAL	RECURSO PRIMARIO
Termoeléctrica Convencional	Combustóleo
Termoeléctrica de Gas Natural	Gas Natural
Termoeléctrica de Carbón	Carbón
Termoeléctrica de Ciclo Combinado	Gas Natural
Hidroeléctricas	Agua
Geotermoeléctricas	Vapor Geotérmico
Eoloeléctricas	Aire
Turbina de gas en ciclo abierto	Gas Natural
Nucleoeléctricas	Uranio

Fuente: Costos y Parámetros de Referencia 2010, CFE.

Al 31 de diciembre de 2008, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) contaba con una capacidad efectiva de generación de 51,105 MW para el servicio público energía eléctrica en México.

Despacho de la energía eléctrica

La energía que se genera en las plantas eléctricas, se distribuye en el sistema de acuerdo con criterios de despacho económico principalmente (costo variable de generación, CVg), aunque también son evaluadas la configuración, características y confiabilidad del sistema interconectado nacional, y la normatividad ambiental vigente.

El Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) es la dependencia de CFE que se encarga de despachar la carga de cada una de las centrales con las que cuenta la paraestatal; para ello, se introduce el término denominado costo variable de generación, resultante del producto entre la eficiencia de la planta y el precio del combustible. **Se despachan primero las centrales con el menor CVG.** Para entender claramente este término se presenta la siguiente expresión:

$$CVg \left[\frac{US\$}{kWh} \right] = \text{Regimen Térmico} \left[\frac{kJ}{kWh} \right] * \text{Precio del Combustible} \left[\frac{US\$}{kJ} \right]$$

Análisis de las variables:

- El régimen térmico es una variable interna a la central, es decir, es completamente controlable y está determinada principalmente por el tipo de tecnología de generación; el régimen térmico es una forma de expresar la eficiencia termodinámica del proceso termoeléctrico.
- El precio del combustible es una variable externa a la central. Los combustibles primarios que se consumen en las centrales: carbón, gas natural, combustóleo y diesel; el precio se encuentran en el contexto de las plantas termoeléctricas, y por lo tanto su fluctuación condiciona el costo variable de generación día con día.

El indicador que permite identificar qué centrales son las más utilizadas, es el factor de planta, el cual es resultado del cociente entre la energía generada real por la central eléctrica durante un período (generalmente de forma anual) y la energía generada si hubiera trabajado a plena carga durante ese mismo período, conforme valores nominales de placa de las unidades de la central.

Costo variable de generación de las centrales de CFE

De diferentes tipos de centrales que se mencionaron con anterioridad, solo se analizarán en este estudio las centrales termoeléctricas convencionales, las centrales de ciclo combinado, centrales de turbina de gas en ciclo abierto y las plantas de ciclo diesel, ya que son a través de las cuales se genera el 67%² de la energía en México, es decir, representan una importante contribución para el SPEE en México, además de que en el mediano y largo plazos, siguen considerándose este tipo de tecnologías para la generación³.

La Subdirección de Generación (SDG) de CFE tiene a su vez, una clasificación más detallada de las centrales termoeléctricas convencionales y ciclos

² Estudio realizado por la compañía Black&Veatch el 26 de Noviembre del 2007 para la Subdirección de Generación de CFE.

³ De acuerdo al Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024, CFE.

combinados, misma que se utilizara en este trabajo de investigación; las termoeléctricas convencionales se clasifican de acuerdo a su capacidad instalada en Megawatts y las termoeléctricas de ciclo combinado son clasificadas en las que son propiedad y son operadas por CFE, y las que son propiedad y operadas por productores externos.

Tabla 2. Clasificación de la centrales eléctricas de acuerdo CFE

TIPO DE CENTRAL	CLASIFICACIÓN	TIPO DE COMBUSTIBLE
Termoeléctrica convencional	Vapor Mayor 250-350 Megawatts	Combustóleo Principalmente, algunas queman Gas Natural
	Vapor Menor 37-160 Megawatts	Combustóleo
Ciclos Combinados	Ciclos Combinados CFE	Gas Natural
	Productores Externos	Gas Natural
Turbina de Gas en Ciclo Abierto	Turbina de Gas en Ciclo Abierto	Gas Natural
Plantas Ciclo Diesel	Plantas Ciclo Diesel	Diesel

Fuente: Subdirección de Generación de CFE; clasificación realizada de acuerdo a criterios de capacidad instalada y tipo de tecnología.

Con base en información de la operación anual del 2010 proporcionada por la SGD, se presenta a continuación el resumen de datos para las diferentes clasificaciones de las centrales bajo análisis. Las variables que se presentan son Régimen Térmico Bruto y Neto, Eficiencia Bruta, Factor de Planta y Costo Variable de Generación. Cabe destacar que la información se presenta por unidad, es decir por turbina asociada a cada central.

El presente análisis de las variables antes mencionadas, permite conocer cuáles son las unidades más usadas, las más eficientes y finalmente las más económicas, en lo que a costo variable de generación (CVg) respecta.

**Tabla 3. PARAMETROS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES
TERMoeLECTRICAS DE VAPOR MAYOR DE CFE**

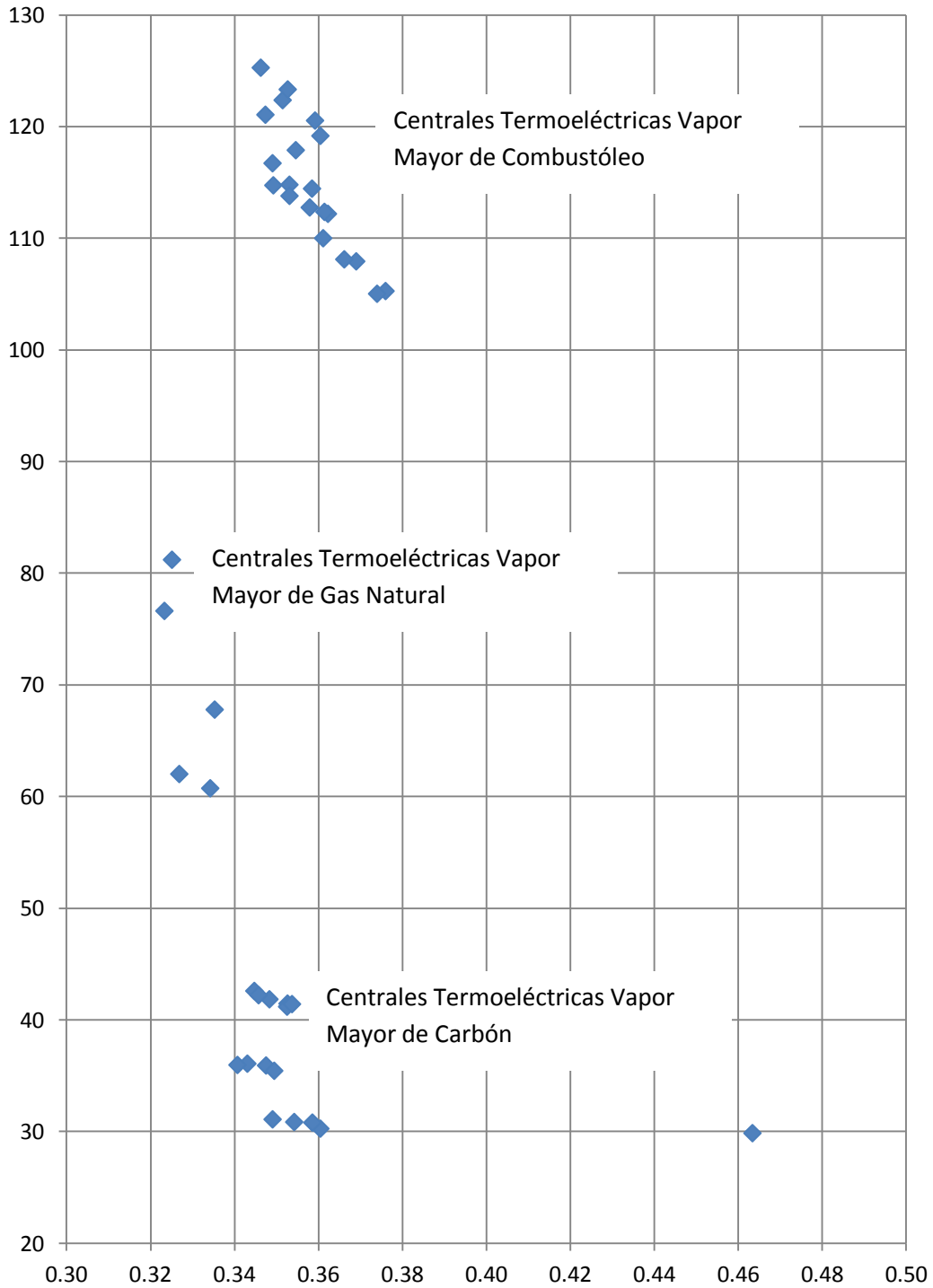
Num	Unidad	Combustible	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Termodinámica Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	Manzanillo II 01	Combustóleo	350.0	0.3591	0.5414	120.55
2	Manzanillo II 02	Combustóleo	350.0	0.3604	0.5695	119.18
3	Villa de Reyes 01	Combustóleo	350.0	0.3490	0.4870	116.73
4	Villa de Reyes 02	Combustóleo	350.0	0.3584	0.5462	114.45
5	Tuxpan 01	Combustóleo	350.0	0.3530	0.2024	114.81
6	Tuxpan 02	Combustóleo	350.0	0.3492	0.2854	114.75
7	Tuxpan 03	Combustóleo	350.0	0.3530	0.4274	113.8
8	Tuxpan 04	Combustóleo	350.0	0.3579	0.2640	112.77
9	Tuxpan 05	Combustóleo	350.0	0.3622	0.4700	112.2
10	Tuxpan 06	Combustóleo	350.0	0.3614	0.4710	112.37
11	Carbón II 01	Carbón	350.0	0.3430	0.5389	36.09
12	Carbón II 02	Carbón	350.0	0.3406	0.7496	35.97
13	Carbón II 03	Carbón	350.0	0.3475	0.6513	35.93
14	Carbón II 04	Carbón	350.0	0.3494	0.7105	35.45
15	Petalcalco 01	Carbón	350.0	0.3526	0.6241	41.47
16	Petalcalco 02	Carbón	350.0	0.3447	0.5746	42.6
17	Petalcalco 03	Carbón	350.0	0.3525	0.6413	41.19
18	Petalcalco 04	Carbón	350.0	0.3483	0.5410	41.85
19	Petalcalco 05	Carbón	350.0	0.3457	0.6189	42.22
20	Petalcalco 06	Carbón	350.0	0.3536	0.4732	41.42
21	Petalcalco 07	Carbón	678.4	0.4633	0.8295	29.87

22	Tula (Fco. Pérez Ríos) 03	Combustóleo	322.8	0.3689	0.5271	107.94
23	Tula (Fco. Pérez Ríos) 04	Combustóleo	322.8	0.3661	0.4695	108.12
24	Río Escondido 01	Carbón	300.0	0.3542	0.8949	30.87
25	Río Escondido 02	Carbón	300.0	0.3604	0.9059	30.27
26	Río Escondido 03	Carbón	300.0	0.3490	0.7023	31.1
27	Río Escondido 04	Carbón	300.0	0.3585	0.6777	30.81
28	Mazatlán 03	Combustóleo	300.0	0.3514	0.5281	122.38
29	Río Bravo 03	Gas Natural	300.0	0.3352	0.0763	67.8
30	Manzanillo 01	Combustóleo	300.0	0.3473	0.1345	121.07
31	Manzanillo 02	Gas Natural	300.0	0.3545	0.0557	117.9
32	Manzanillo 03	Combustóleo	300.0	0.3462	0.3607	125.29
33	Manzanillo 04	Combustóleo	300.0	0.3526	0.3870	123.34
34	Tula (Fco. Pérez Ríos) 01	Combustóleo	330.0	0.3759	0.4791	105.28
35	Tula (Fco. Pérez Ríos) 02	Combustóleo	330.0	0.3739	0.4821	105.04
36	Tula (Fco. Pérez Ríos) 05	Combustóleo	300.0	0.3611	0.4288	110.01
37	Salamanca 03	Gas Natural	300.0	0.3233	0.0902	76.64
38	Salamanca 04	Gas Natural	250.0	0.3250	0.1576	81.22
39	Altamira 03	Gas Natural	250.0	0.3268	0.2833	62.03
40	Altamira 04	Gas Natural	250.0	0.3342	0.3181	60.75

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

GRÁFICA 1
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
TERMODINÁMICA

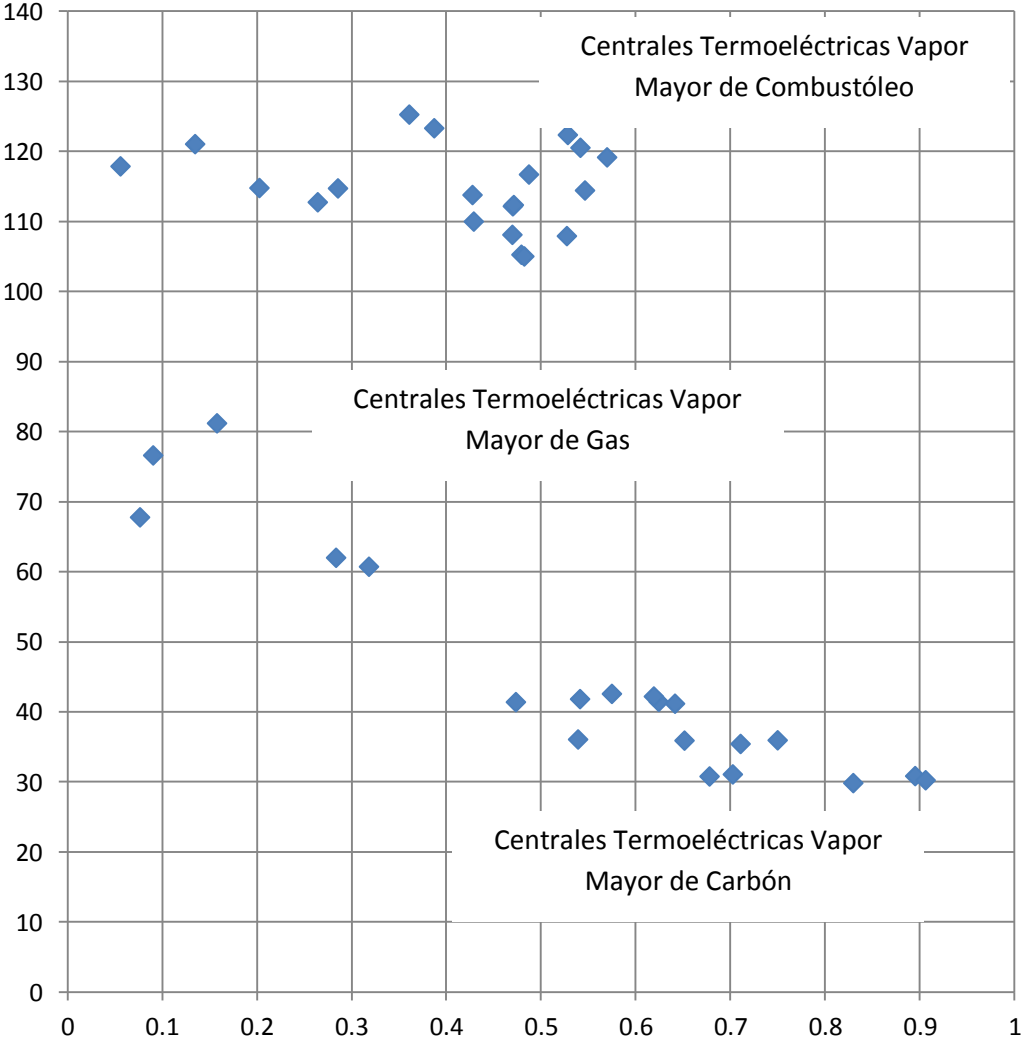
CENTRALES TERMOELECTRICAS DE VAPOR MAYOR DE CFE



Se observan claramente tres grupos. La eficiencia de las unidades de combustóleo y las carbón es semejante, casi se podría decir de que su promedio

es igual, sin embargo se observa una relación de magnitud en CVg de 3, entre ambas, siendo las unidades de carbón más económicas; las más eficientes no son las más económicas, por el contrario se observa una mayor dependencia del CVg hacia el tipo de combustible, lo cual sí está asociado al tipo de planta.

GRÁFICA 2
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA FACTOR DE PLANTA
CENTRALES TERMOELECTRICAS DE VAPOR MAYOR DE CFE



En términos generales podría decirse que las más baratas son las más usadas, esto se aprecia claramente con el grupo de las unidades de carbón; las unidades

tienen un factor de planta siempre mayor a 50%, mientras las demás, tienen un factor de planta muy por debajo de este número.

Por su parte, el conjunto de las unidades de gas se usa menos que las unidades de combustóleo aun cuando son más económicas, lo que finalmente nos señala que el FP no tiene una relación tan estrecha con el CVg entre estos dos grupos; es decir, deben existir factores externos a la unidades que obliguen a generar energía con ellas, a pesar de que sean costosas (por ejemplo, soporte de tensión para garantizar la confiabilidad en el suministro del SPEE) ya que podría pensarse en incrementar la generación de otras más económicas para sustituir esta capacidad de generación.

PARAMETROS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE VAPOR MENOR DE CFE

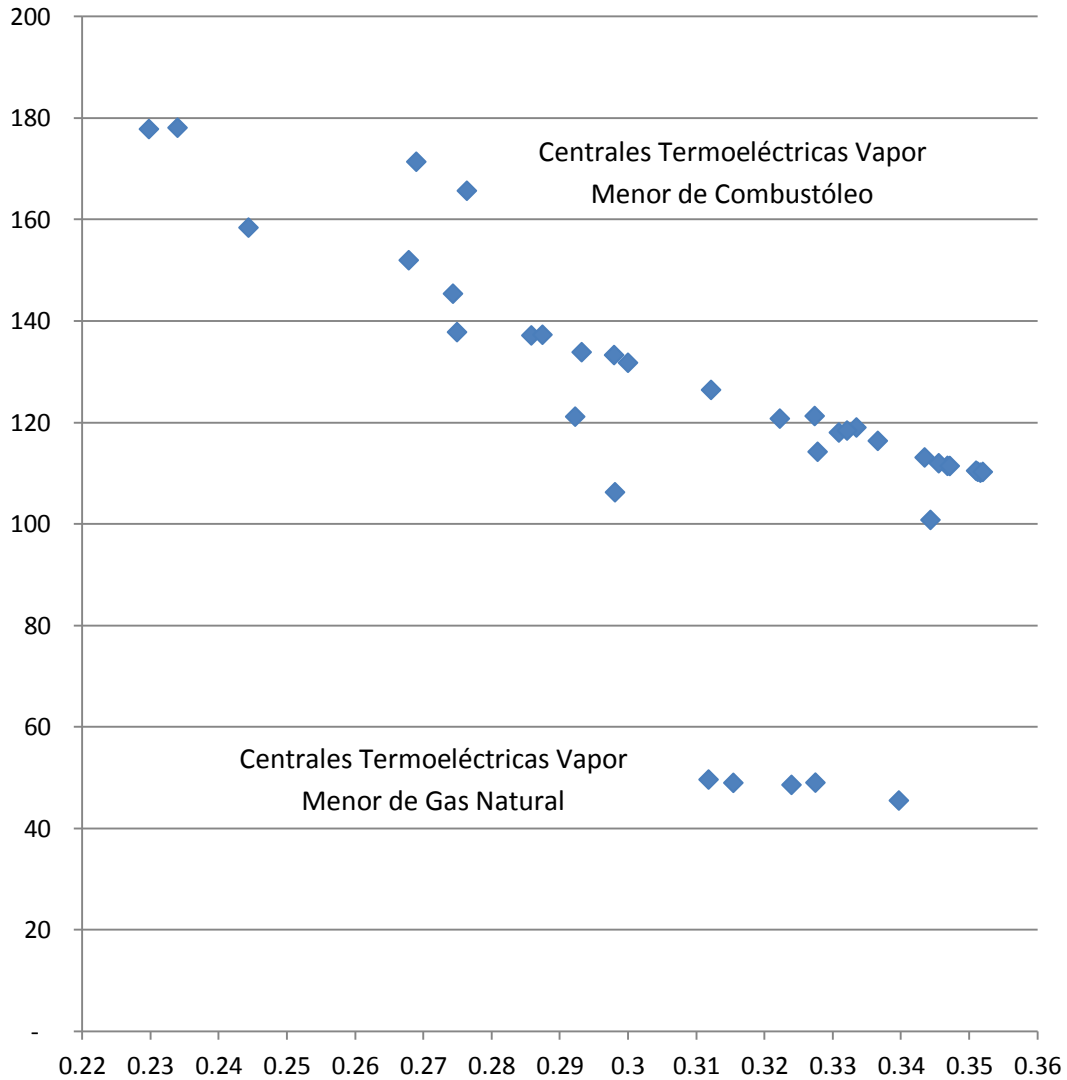
Num	Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	Topolobampo 01	160.0	0.3516	0.4782	110.12
2	Topolobampo 02	160.0	0.3513	0.6676	110.30
3	Rosarito 05	160.0	0.3240	0.1186	48.57
4	Rosarito 06	160.0	0.3275	0.1535	49.02
5	Lerdo 01	160.0	0.3309	0.4026	118.03
6	Lerdo 02	160.0	0.3366	0.3729	116.38
7	Puerto Libertad 01	158.0	0.3435	0.4449	113.11
8	Puerto Libertad 02	158.0	0.3468	0.4020	111.45
9	Puerto Libertad 03	158.0	0.3455	0.4375	111.97
10	Puerto Libertad 04	158.0	0.3472	0.4833	111.43
11	Guaymas II 03	158.0	0.3510	0.2420	110.50

12	Guaymas II 04	158.0	0.3520	0.5011	110.26
13	Mazatlán 01	158.0	0.3222	0.4030	120.77
14	Mazatlán 02	158.0	0.3122	0.3180	126.42
15	Samalayuca 01	158.0	0.3273	0.2433	121.28
16	Samalayuca 02	158.0	0.3278	0.2240	114.23
19	Francisco Villa 04	150.0	0.3335	0.4614	119.02
20	Francisco Villa 05	150.0	0.3321	0.1719	118.42
21	V. Valle de México 01	150.0	0.3397	0.5291	45.49
22	V. Valle de México 02	150.0	0.3154	0.5518	48.98
23	V. Valle de México 03	150.0	0.3118	0.6216	49.62
26	Guaymas II 01	84.0	0.2932	0.2211	133.86
27	Guaymas II 02	84.0	0.2858	0.1243	137.17
28	Mérida II 01	84.0	0.2981	0.6564	106.25
29	Mérida II 02	84.0	0.2922	0.5717	121.16
30	Poza Rica 01	39.0	0.2298	0.2950	177.84
31	Poza Rica 02	39.0	0.2444	0.3230	158.41
32	Poza Rica 03	39.0	0.2340	0.3768	178.11
33	Punta Prieta II 01	37.5	0.2874	0.6425	137.30
34	Punta Prieta II 02	37.5	0.3000	0.6342	131.78
35	Punta Prieta II 03	37.5	0.2979	0.6647	133.30
36	Felipe Carrillo Puerto 01	37.5	0.2764	0.3609	165.68
37	Felipe Carrillo Puerto 02	37.5	0.2690	0.3142	171.40
38	Lerma 01	37.5	-	-	-
39	Lerma 02	37.5	0.2743	0.3967	145.39
40	Lerma 03	37.5	0.2749	0.4654	137.82

41	Lerma 04	37.5	0.2678	0.4214	151.99
----	----------	------	--------	--------	---------------

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

GRÁFICA:
**COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
 TERMODINÁMICA**
 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE VAPOR MENOR DE CFE



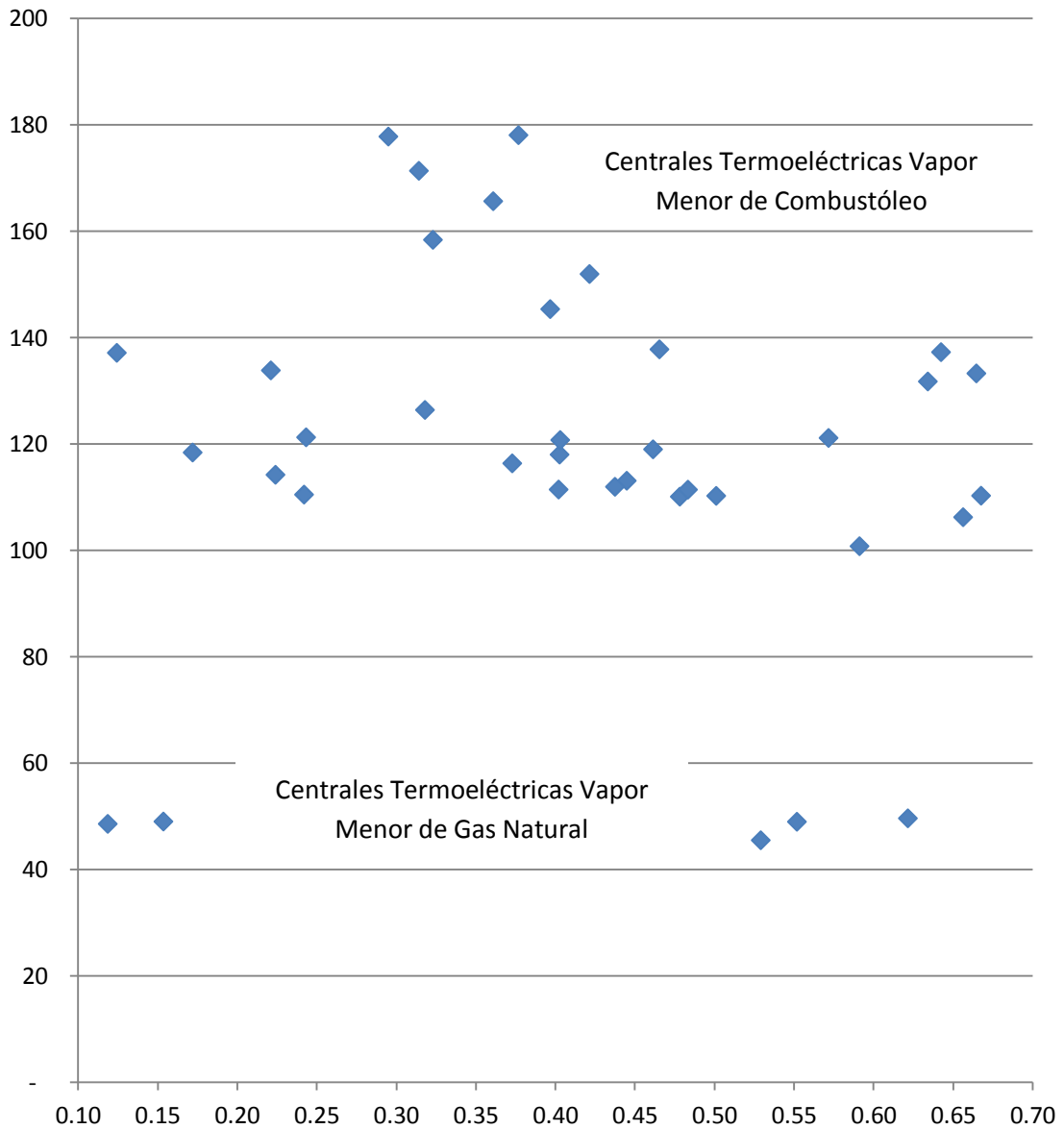
El tipo de combustible incide en el comportamiento del gráfico de costo, se observan dos grupos; la unidades de combustóleo son por lo menos 2 veces más costosas que las de gas natural.

También se observa que las unidades más costosas son las menos eficientes y por el contrario, las más eficientes son las menos costosas.

Las unidades termoeléctricas de vapor menor de gas natural tienen una eficiencia entre 31 y 34 % con un costo variable de generación promedio de 50 US\$/MWh.

Las unidades termoeléctricas de vapor menor de combustóleo tienen un patrón de comportamiento lineal. La eficiencia oscila entre 23 y 36 %, y el costo variable de generación entre 100 y 180 US\$ /MWh.

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA FACTOR DE PLANTA
 CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE VAPOR MENOR DE CFE



De igual forma se observa dos grupos de datos, las de gas natural y las de combustóleo.

Las centrales termoeléctricas de vapor menor de gas natural tienen un factor de planta entre 12 y 63 %.

Las centrales termoeléctricas de vapor menor de combustóleo tienen un factor de planta entre 12 y 67 %.

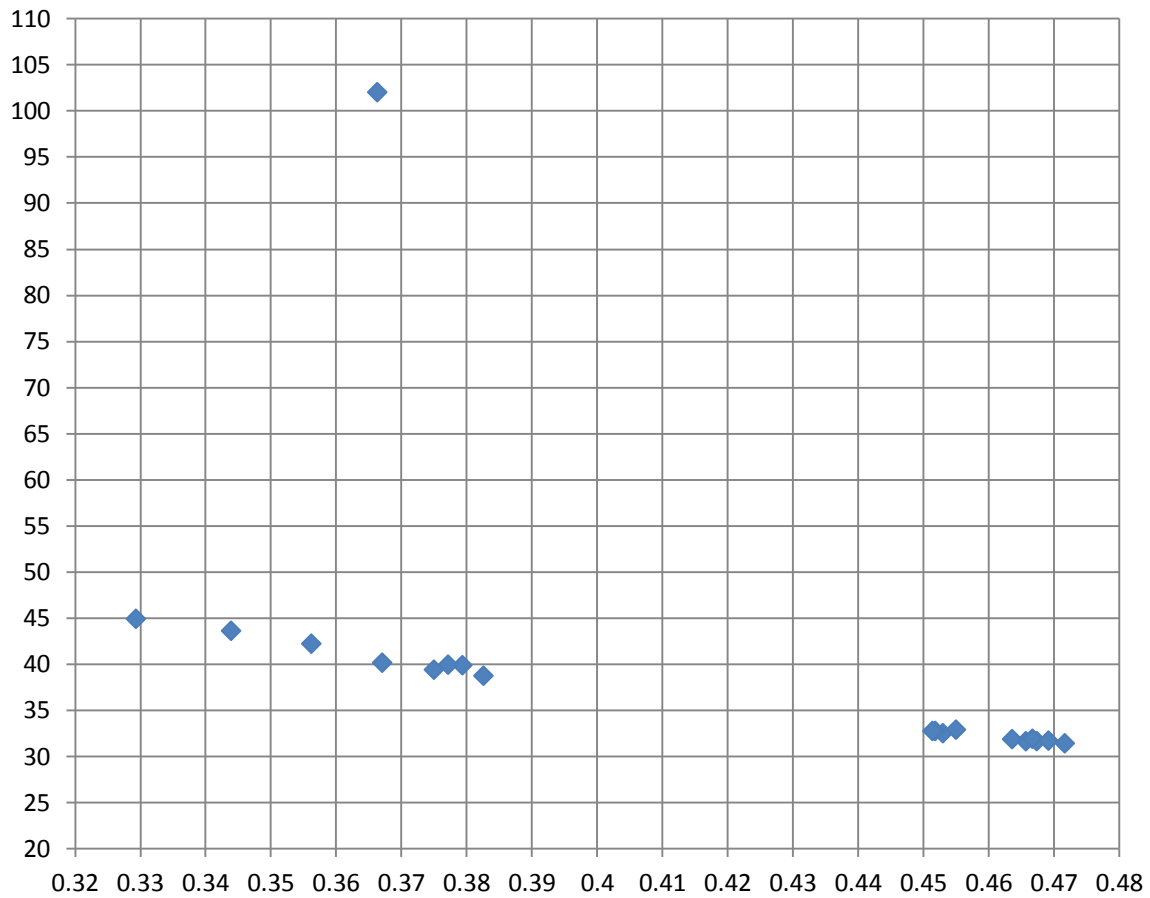
PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES TERMOLÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO DE CFE

Num	Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	Paquete 1_CC. Hermosillo	227.0	0.4673	0.7976	31.64
2	Paquete I_Presidente Juárez	248.0	0.4847	0.7558	30.50
3	Paquete II_Presidente Juárez	248.0	0.4822	0.6515	30.63
4	Paquete III_Presidente Juárez	277.0	0.4716	0.5686	31.40
5	Paquete I_Samalayuca	173.9	0.4529	0.9576	32.50
6	Paquete II_Samalayuca	173.9	0.4518	0.8976	32.75
7	Paquete III_Samalayuca	173.9	0.4514	0.7843	32.74
8	Paquete I_Gómez Palacio	239.8	0.3562	0.5761	42.21
9	Paquete I_El Encino	423.3	0.4657	0.8379	31.63
10	Paquete II_El Encino	196.1	0.4800	0.9455	30.64
11	Paquete I_Huinalá	377.7	0.3825	0.4137	38.73
12	Paquete I_Huinalá II	225.1	0.4667	0.8331	31.90
13	Paquete II_Huinalá II	225.1	0.4691	0.7642	31.69
14	Paquete I_Río Bravo	211.1	0.4550	0.7438	32.88
15	Paquete I_CC. Valle de México	549.3	0.3793	0.6922	39.87
16	Paquete I_Tula	238.0	0.3670	0.4842	40.14
17	Paquete II_Tula	251.0	0.3749	0.4325	39.38
18	Paquete I_El Sauz	224.0	0.3771	0.3223	39.93

19	Paquete II_El Sauz	379.0	0.4636	0.8398	31.86
20	Paquete I_Dos Bocas	226.0	0.3293	0.5952	44.90
21	Paquete II_Dos Bocas	226.0	0.3439	0.5037	43.60
22	Paquete I_Felipe Carrillo Puerto	220.0	0.3663	0.6167	102.02

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

GRÁFICA:
**COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
 TERMODINÁMICA**
 CENTRALES TERMOELÉCTICAS DE CICLO COMBINADO DE CFE

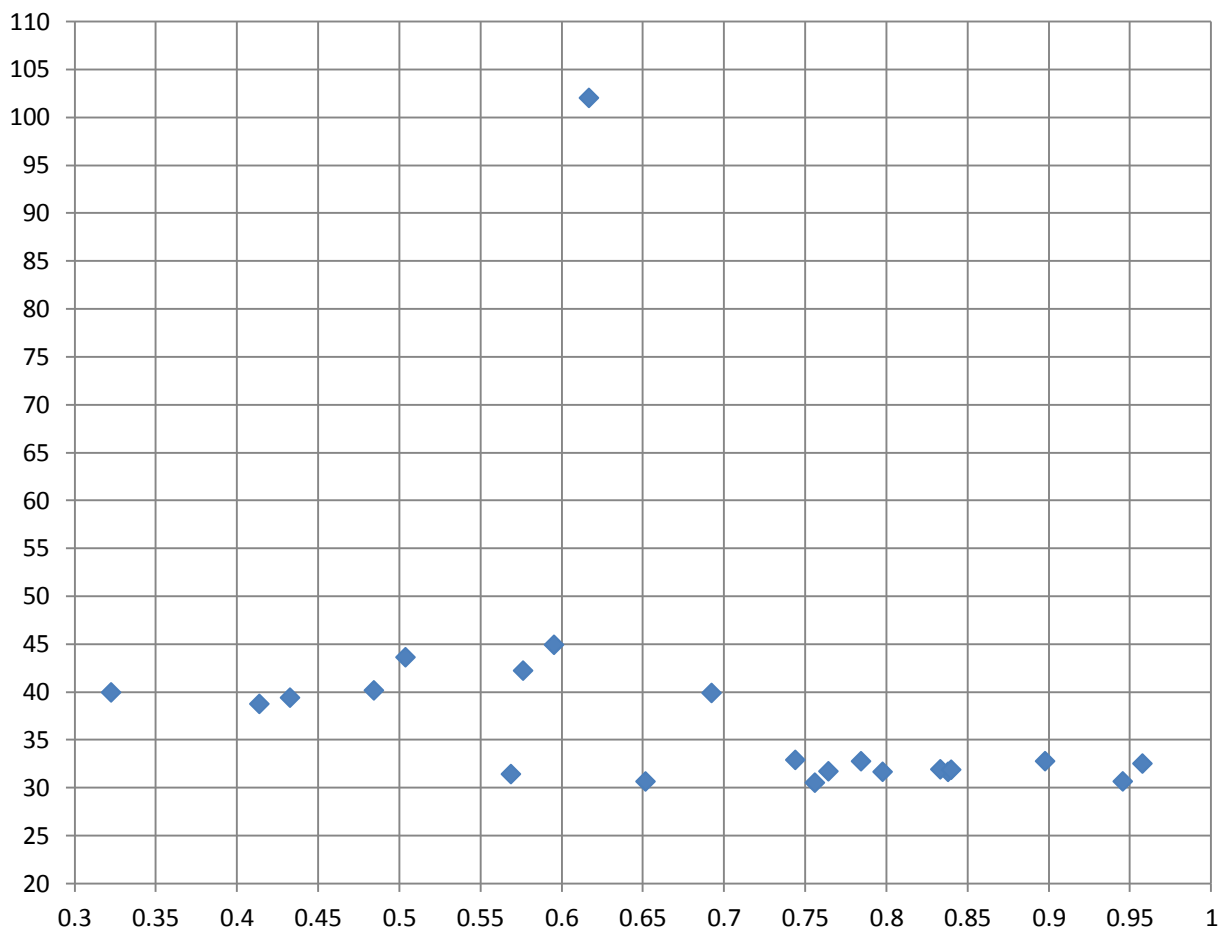


Son notables dos grupos de unidades termoeléctricas de ciclo combinado, el primero que tiene una eficiencia de entre 33 y 38 % con un costo variable de

generación de 40 a 42 US\$/MWh y el segundo que tiene una eficiencia de entre 45 y 48 % con un costo variable de generación de entre 30 y 35 US\$/MWh.

La central con un costo variable de generación de más de 100 US\$/MWh tiene una eficiencia de 36.7 %; su elevado costo se debe a que durante un lapso de tiempo consumió diesel, combustible más caro que el gas natural.

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA FACTOR DE PLANTA
CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO DE CFE



En general, las unidades con un costo variable de generación menor a 35 US\$/MWh presentan un factor de planta mayor a 70 %.

En general, las unidades con un costo variable de generación mayor a 35 tienen un factor de planta menor a 60 %.

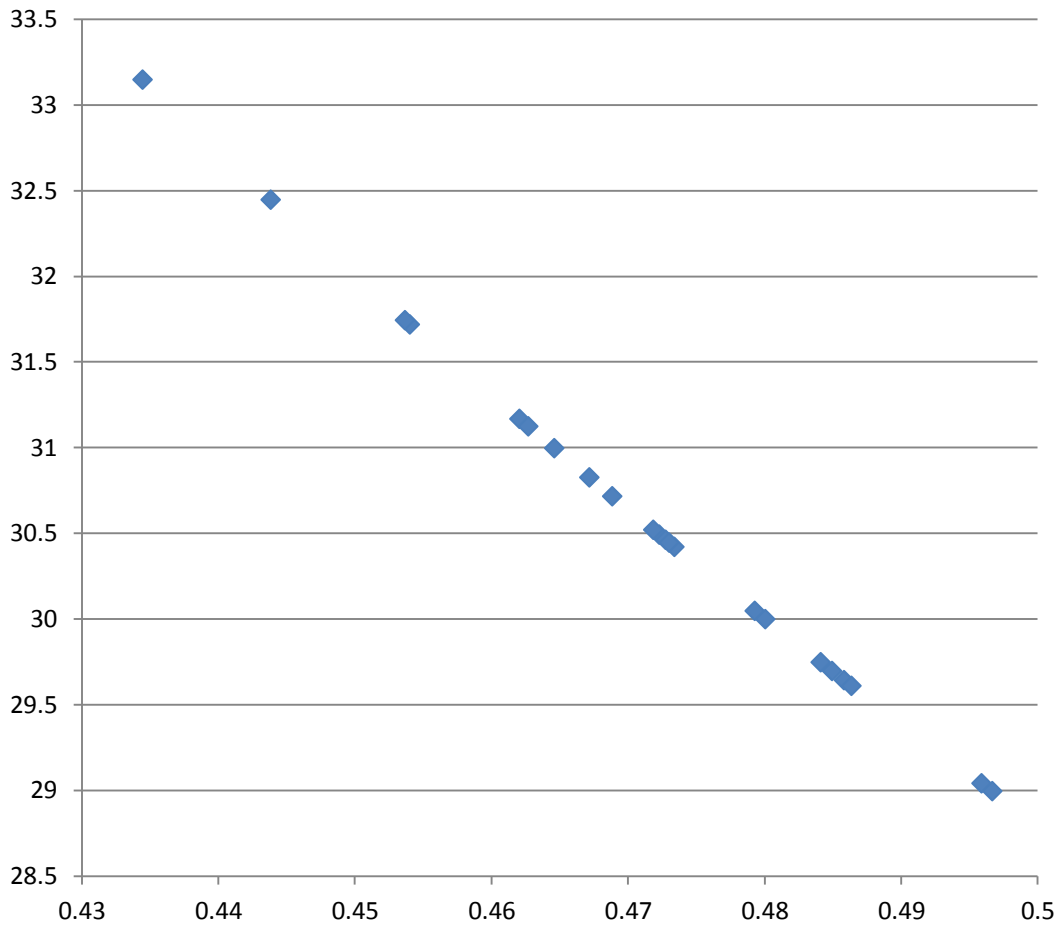
PARÁMETROS DE LAS CENTRALES TERMOLÉCTRICAS DE CICLO COMBINADO DE PRODUCTORES EXTERNOS A CFE

Num	Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	C. CC. Valladolid III	525	0.4734	0.7489	30.42
2	C. CC. Tuxpan V	495	0.4646	0.8645	31.00
3	C. CC. Altamira V	1,121	0.4723	0.8272	30.49
4	C. CC. Río Bravo III	495	0.4540	0.6357	31.72
5	C. CC. La Laguna II	498	0.4438	0.8674	32.45
6	C. CC. Río Bravo IV	500	0.4620	0.6516	31.17
7	C. CC. Altamira II	495	0.4841	0.7690	29.75
8	C. CC. Anáhuac	495	0.4627	0.6882	31.12
9	C. CC. Bajío (El Sauz)	495	0.4793	0.9249	30.05
10	C. CC. Hermosillo	250	0.4959	0.8813	29.04
11	C. CC. Mérida III	484	0.4536	0.6910	31.74
12	C. CC. Monterrey III	449	0.4967	0.7566	28.99
13	C. CC. Saltillo	248	0.4671	0.6761	30.83
14	C. CC. Tuxpan II	495	0.4858	0.8154	29.64
15	C. CC. Tuxpan III y IV	983	0.4800	0.8468	30.00
16	C. CC. Campeche	252	0.4863	0.6972	29.61
17	C. CC. Mexicali	489	0.4727	0.4224	30.46
18	C. CC. Naco Nogales	258	0.4849	0.9706	29.70
19	C. CC. Chihuahua III	259	0.4344	0.7862	33.15

20	C. CC. Altamira III y IV	1,036	0.4688	0.7039	30.72
21	C. CC. Tamazunchale	1,135	0.4718	0.7591	30.52
22	C.C. La Trinidad	450	0.4730	0.3790	30.44

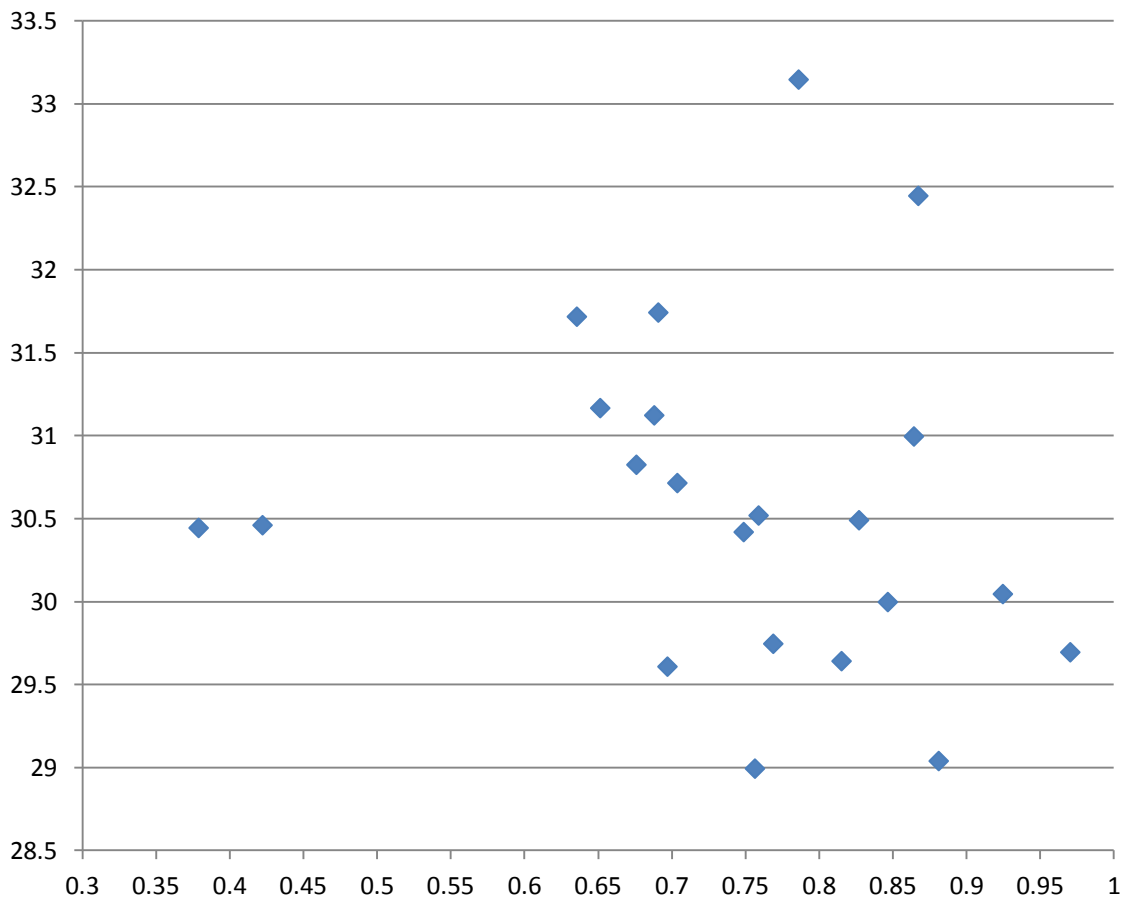
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
 PRODUCTORES EXTERNOS DE CFE



El comportamiento de la grafica es lineal. El costo variable de generación oscila entre 29 y 33.3 US\$/MWh, mientras la eficiencia va de 43 a 50 %.

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA FACTOR DE PLANTA
 PRODUCTORES EXTERNOS DE CFE



En general, todas las centrales tienen un factor de planta mayor 63 %, se podría pensar en establecer un valor promedio por la proximidad de los puntos en la grafica, si fuese el caso estaría alrededor del 80 %. Solo dos centrales presentan un factor de planta de 37 y 42 %.

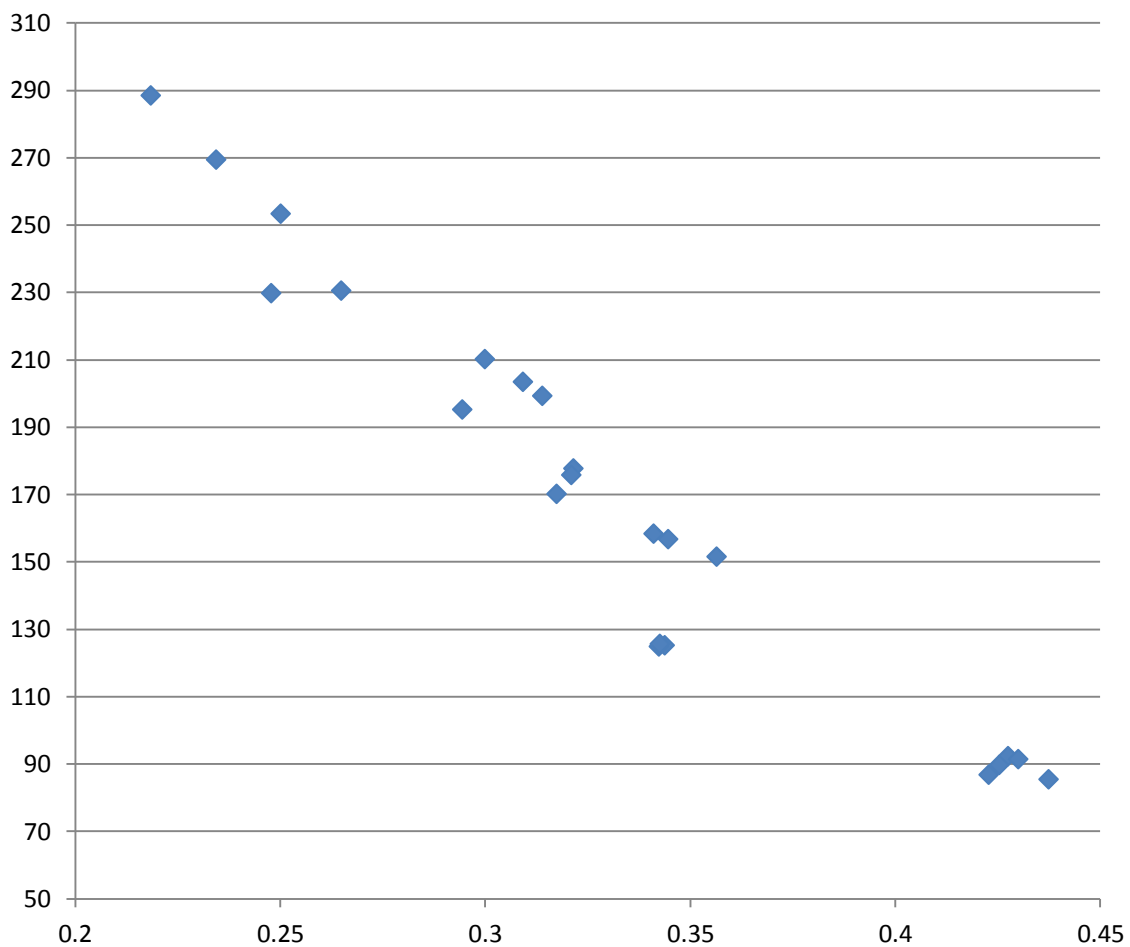
PARAMETROS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES DE DIESEL DE CFE

Num	Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	Yécora 01	0.3	0.2943	0.0504	195.21
2	Yécora 02	0.3	0.2477	0.0349	229.75
3	Yécora 03	0.6	0.3215	0.0832	177.71
4	Yécora 04	0.7	0.3209	0.1273	175.78
5	Santa Rosalía 03	1.2	0.2343	0.2626	269.40
6	Santa Rosalía 04	1.2	0.2501	0.3730	253.34
7	Santa Rosalía 05	2.8	0.2648	0.2169	230.51
8	Santa Rosalía 06	-	-	-	-
9	Santa Rosalía 08	1.0	0.2184	0.0510	288.46
10	Santa Rosalía 09	1.6	0.3139	0.0446	199.27
11	Santa Rosalía 10	1.6	0.3091	0.0333	203.43
12	Santa Rosalía 11	1.6	0.2999	0.0132	210.18
13	Pto.San Carlos 01	31.5	0.4275	0.7435	92.29
14	Pto.San Carlos 02	31.5	0.4299	0.6964	91.40
15	Pto.San Carlos 03	41.1	0.4374	0.7654	85.42
16	Baja California Sur I 01	37.0	0.4253	0.7706	89.68
17	Baja California Sur I 02	41.9	0.4227	0.6679	86.78
18	Guerrero Negro II (Vizcaino) 01	3.6	0.3437	0.5487	125.21
19	Guerrero Negro II (Vizcaino) 02	3.6	0.3423	0.5942	124.86
20	Guerrero Negro II (Vizcaino) 03	3.6	0.3425	0.5457	125.62
21	D.E. Huicot	1.2	-	-	-
22	Hol-Box 06	0.8	0.3564	0.1602	151.52

23	Hol-Box 07	0.8	0.3173	0.0229	170.16
24	Hol-Box 08	0.8	0.3410	0.3323	158.35
25	Hol-Box 09	0.8	0.3446	0.3134	156.72

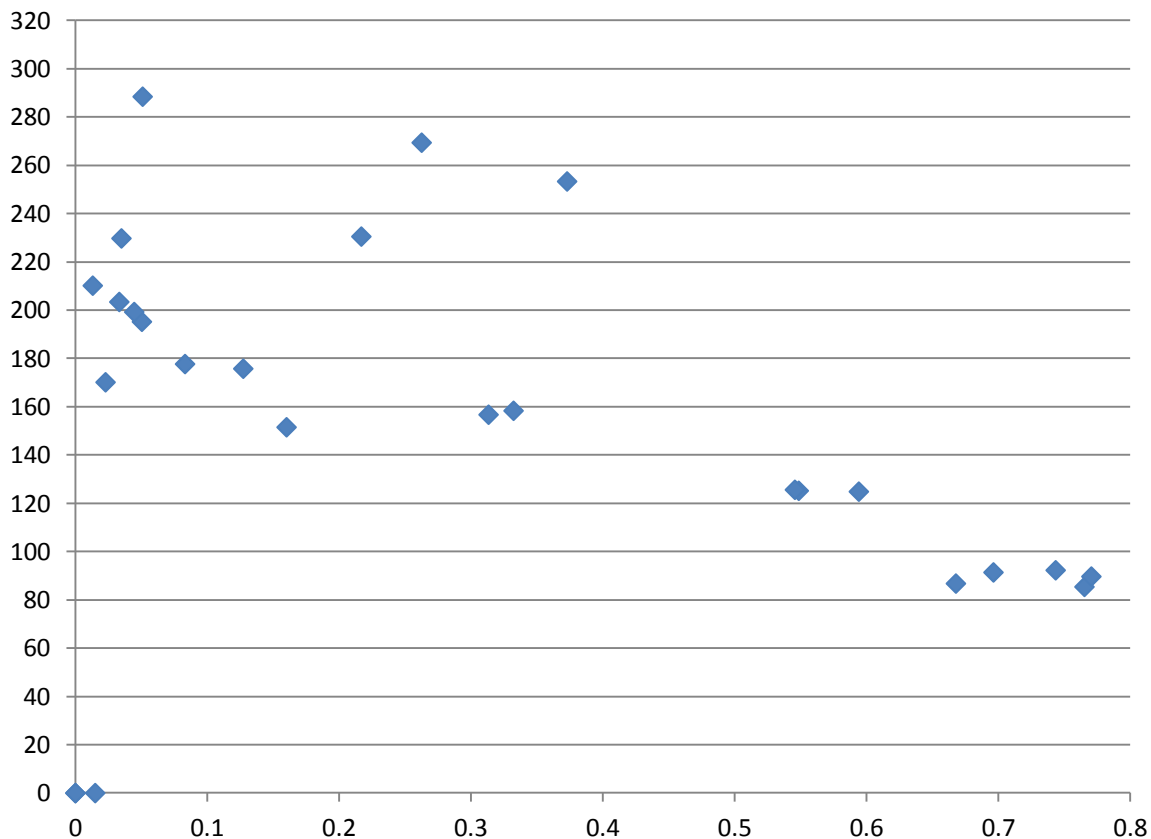
Fuente: Comisión Federal de Electricidad

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
CENTRALES DE DIESEL DE CFE



Puede hablarse de un comportamiento lineal de los puntos, las centrales van de un costo variable de generación de 80 a 290 US\$/MWh mientras la eficiencia va de 22 a 44 %.

GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA FACTOR DE PLANTA
 CENTRALES DE DIESEL DE CFE



Se identifican dos grupos, el primero reúne a las centrales que tienen un factor de planta mayor 50 % y costo variable de generación menor a 130 US\$/MWh, y el segundo a las que tienen un factor de planta menor a 40 % con un costo variable de generación mayor a 150 US\$/MWh.

PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE CENTRALES TURBOGAS DE CFE

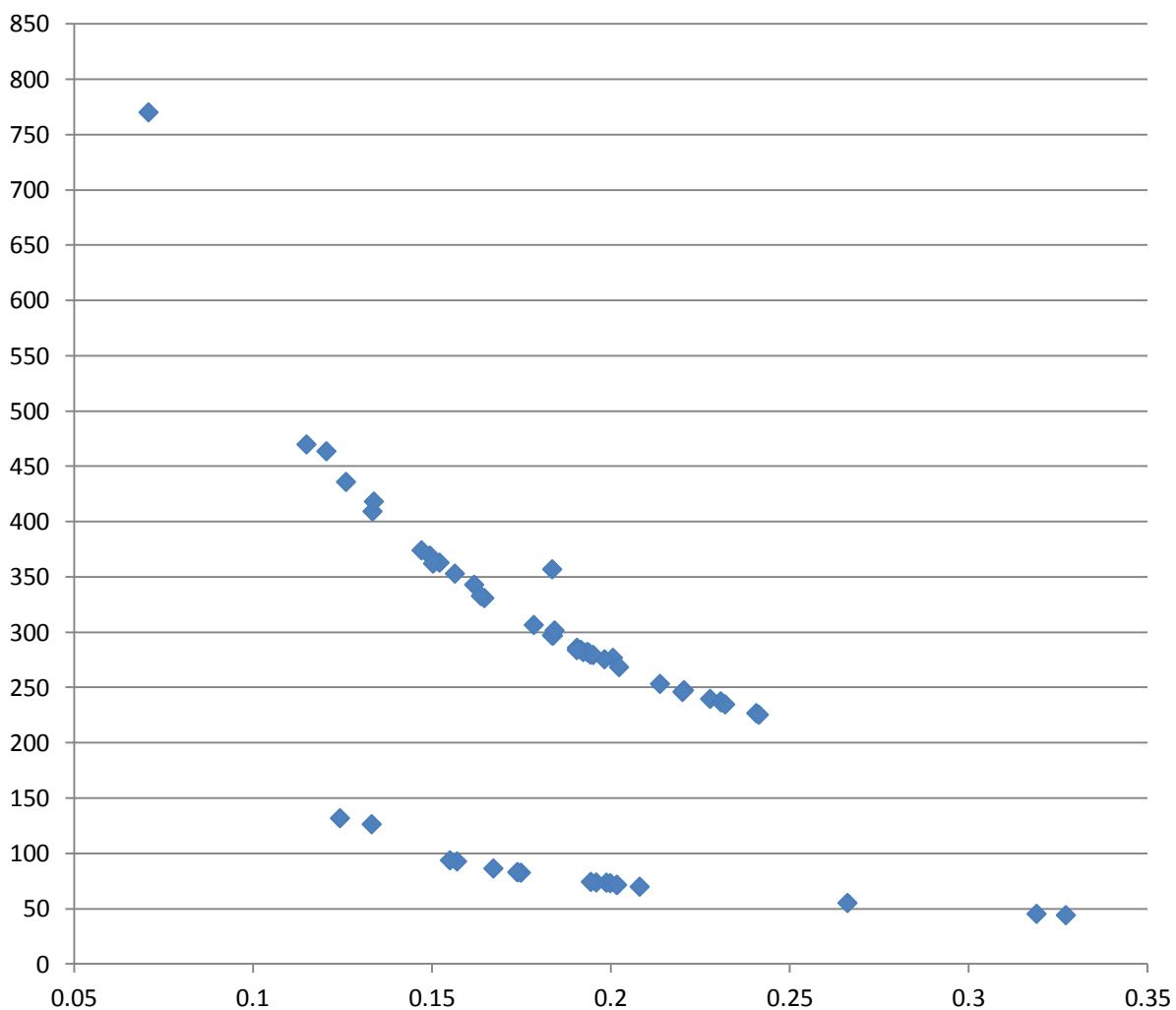
Num	Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
1	Caborca 01	12.0	0.18	0.0147	306.64
2	Caborca 02	30.0	0.22	0.0172	247.73
3	Ciudad Obregón 01	14.0	0.19	0.0173	284.16
5	Culiacán 01	30.0	0.24	0.0187	226.93
6	Tijuana 01	30.0	0.13	0.0038	126.48
7	Tijuana 02	30.0	0.12	0.0023	131.92
8	Tijuana 03	150.0	0.27	0.0405	55.27
9	La Paz 04	18.0	0.19	0.0672	282.14
10	La Paz 05	25.0	0.23	0.1399	237.63
11	Ciudad Constitución 01	33.2	0.20	0.0474	276.94
12	Mexicali 01	26.0	0.13	0.0017	436.01
13	Mexicali 02	18.0	0.16	0.0040	353.09
14	Mexicali 03	18.0	0.15	0.0038	369.43
15	Ciprés 01	27.4	0.18	0.0029	297.32
16	Los Cabos 01	30.0	0.20	0.1867	268.54
17	Los Cabos 02	27.4	0.19	0.2031	279.83
18	Los Cabos 03	27.2	0.19	0.2264	286.03
19	Parque 02	18.0	0.19	0.0021	281.76
20	Parque 03	13.0	-	-	-
21	Parque 04	28.0	0.23	0.0037	239.80
22	Parque 05	-	-	-	-
23	Industrial 01	18.0	0.19	0.0027	282.21

24	La Laguna 05	14.0	0.20	0.0169	73.63
25	La Laguna 06	14.0	0.20	0.0156	73.18
26	La Laguna 07	14.0	0.20	0.0199	71.62
27	La Laguna 08	14.0	0.20	0.0207	71.67
28	Chávez 01	14.0	0.20	0.0162	73.83
29	Chávez 02	14.0	0.19	0.0084	74.34
30	Huinalá 06	150.0	0.32	0.2205	45.42
31	Universidad 01	12.0	0.17	0.0064	82.66
32	Universidad 02	12.0	0.17	0.0079	86.47
33	Fundidora 01	12.0	0.16	0.0049	92.84
34	Leona 01	12.0	0.17	0.0062	83.12
35	Leona 02	12.0	0.17	0.0061	83.09
36	Tecnológico 01	26.0	0.20	0.0025	275.61
37	Monclova 01	18.0	0.15	0.0005	93.87
38	Monclova 02	30.0	0.21	0.0015	69.97
41	Las Cruces 01	14.0	0.07	0.0002	770.22
42	Las Cruces 02	14.0	0.18	0.0165	297.00
43	Las Cruces 03	15.0	0.19	0.0216	283.98
46	Tuxpan 07	163.0	0.33	0.6287	44.23
47	Mérida II 03	30.0	0.18	0.0100	357.03
48	Cancún 01	14.0	0.15	0.0040	363.01
49	Cancún 02	14.0	0.15	0.0032	374.16
50	Cancún 03	30.0	0.16	0.0063	343.07
51	Cancún 05	44.0	0.23	0.0141	236.65
52	Nizuc 01	44.0	0.24	0.0250	225.48
53	Nizuc 02	44.0	0.23	0.0141	234.82

54	Nachicom 03	30.0	0.20	0.0127	279.55
55	Xul-Ha 01	14.0	0.13	0.0097	409.35
56	Ciudad Del Carmen 01	14.0	0.150	0.0050	362.21
57	Ciudad Del Carmen 02	16.0	0.165	0.0282	330.97
58	Ciudad Del Carmen 03	17.0	0.164	0.0170	332.95
59	Chankanaab (Cozumel) 01	14.0	0.120	0.0013	463.73
60	Chankanaab (Cozumel) 02	14.0	0.134	0.0010	418.26
61	Chankanaab (Cozumel) 04	25.0	0.184	0.0101	301.73
63	CFE-T-25000-2	19.0	0.036	0.0007	1,498.20
65	CFE-T-25000-4	17.0	0.220	0.0001	246.11
66	CFE-T-18000-1	12.5	0.214	0.0105	253.38
68	CFE-T-14000-2	12.5	0.115	0.0013	469.92

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

**GRÁFICA:
COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN CONTRA EFICIENCIA
CENTRALES TURBOGAS DE CFE**



Se identifican dos grupos de datos, ambos con un comportamiento lineal. Los primeros de ellos corresponden a las centrales turbogás a base de combustóleo con un costo variable de generación entre 40 y 150 US\$/MWh con una eficiencia que va de 12 a 33 %. El segundo grupo corresponde a las turbogás de diesel con un costo variable de generación entre 225 y 470 US\$/MWh con una eficiencia que va de 11 a 25 %.

RESUMEN DE PARÁMETROS DE OPERACIÓN DE LAS CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CFE

CENTRALES ELÉCTRICAS	MW	Energía Generada [MWh]	Energía Entregada [MWh]	Eficiencia [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]
Vapor Mayor 250-350	13.334	57.813.337	53.580.261	0,3605	0,4950	68,88
Vapor Menor 37-160	4.697	14.819.119	13.672.244	0,3240	0,3602	93,32
Ciclos Combinados CFE	5.733	33.955.504	32.981.166	0,4255	0,6761	37,08
Plantas Ciclo Diesel	214	1.242.319	1.193.733	0,4204	0,6623	92,25
Productores Externos	11.907	77.925.749	77.925.749	0,4712	0,7471	30,56
Turbinas de Gas	1.715	1.541.073	1.530.592	0,18	0,1026	267.54

Fuente: Elaboración propia con información de CFE

Análisis de Resultados

Es evidente que existe una relación estrecha e incluso en algunos casos es directamente proporcional entre las variables régimen térmico (eficiencia) contra el factor de planta. Como se menciono anteriormente, el CVg tiene de forma implícita en el análisis anterior, el precio del combustible, (gas natural, carbón y combustóleo) dependiendo de la tecnología.

En principio uno pensaría, ¿Por qué no se genera toda la energía solo con las unidades más económicas? Esta pregunta salta y suena lógica sin antes saber lo siguiente:

- Las unidades se encuentran interconectadas a una red eléctrica, esta red a su vez, tiene un límite máximo de capacidad de transmisión, por lo puede representar una incapacidad técnica del sistema.

- Algunas unidades deben de mantenerse en operación para dar “soporte de voltaje a la red” y evitar así, “apagones”, dependiendo de la región donde se ubiquen; otra situación técnica.
- Por política energética, la diversificación en la generación es crucial, no es posible depender de un solo tipo de tecnología y solo tipo de combustible, esto por situaciones de seguridad en el suministro de combustible y en la volatilidad del precio del mismo, lo que al final impactaría en la seguridad del SPEE y en los costos de producción.

Marco legal de la generación de energía y externalidades

En México, el servicio de energía eléctrica se encuentra sustentando en artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la cual establece que corresponde exclusivamente a la nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer de energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.

En un nivel inferior, se encuentra la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE). Esta ley define el alcance del servicio público de energía eléctrica y los lineamientos que deberán aplicarse para su prestación. En materia de externalidades establece que en la prestación del servicio público de energía eléctrica, deberán considerarse las externalidades ambientales en la evaluación económica del costo de producción, tanto a corto como a largo plazo. Tal como se menciona a continuación:

*LSPEE. Artículo 36 BIS. Para la prestación del servicio público de energía eléctrica deberá aprovecharse tanto en el corto como en el largo plazo, **la producción de energía eléctrica que resulte de menor costo para la Comisión Federal de Electricidad, considerando para ello las externalidades ambientales** para cada tecnología, y que ofrezca, además, óptima estabilidad, calidad y seguridad del servicio público...*

Párrafo reformado DOF⁴ 01-06-2011

En un nivel semejante a la LSPEE, se encuentra la Ley de Aprovechamiento de las Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), la cual fue publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de Noviembre del 2008. Esta ley tiene por objeto regular el aprovechamiento de fuentes de energía renovable y las tecnologías limpias para generar electricidad con fines distintos a la prestación del servicio público de energía eléctrica.

La LAERFTE establece que la Secretaría de Energía (SENER) deberá desarrollar una metodología para valorar externalidades asociadas a la generación de electricidad, como se menciona a continuación:

*LAERFTE. Artículo 10.- La Secretaría de Energía, con la opinión de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, y de la Secretaría de Salud, elaborará una **metodología para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad**, a partir de las diversas fuentes renovables y no renovables en sus distintas escalas, así como las acciones de política a que se refiere esta Ley, relacionadas con dichas externalidades. A partir de esa metodología y acciones de política, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales diseñará mecanismos de regulación ambiental para el aprovechamiento de energías renovables.*

Párrafo reformado DOF⁵ 01-06-2011

Como se evidencia, la LAERFTE indica la tarea a SENER de realizar una metodología para valorar las externalidades de los proyectos eléctricos que tienen un fin distinto a la prestación del servicio público, mientras la LSPEE establece que las externalidades ambientales deberán incluirse en la evaluación de proyectos para el servicio público.

A lo anterior, la SENER expidió⁶ el documento que lleva por nombre: Metodología

⁴ Diario Oficial de la Federación

⁵ Diario Oficial de la Federación

para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México; la cual cuantifica gases de efecto invernadero (bióxido de carbono, CO₂), asociadas a la generación de energía eléctrica. Para finalmente, internalizar su valor económico en el **costo de producción** de la energía eléctrica de las diferentes tecnologías de generación.

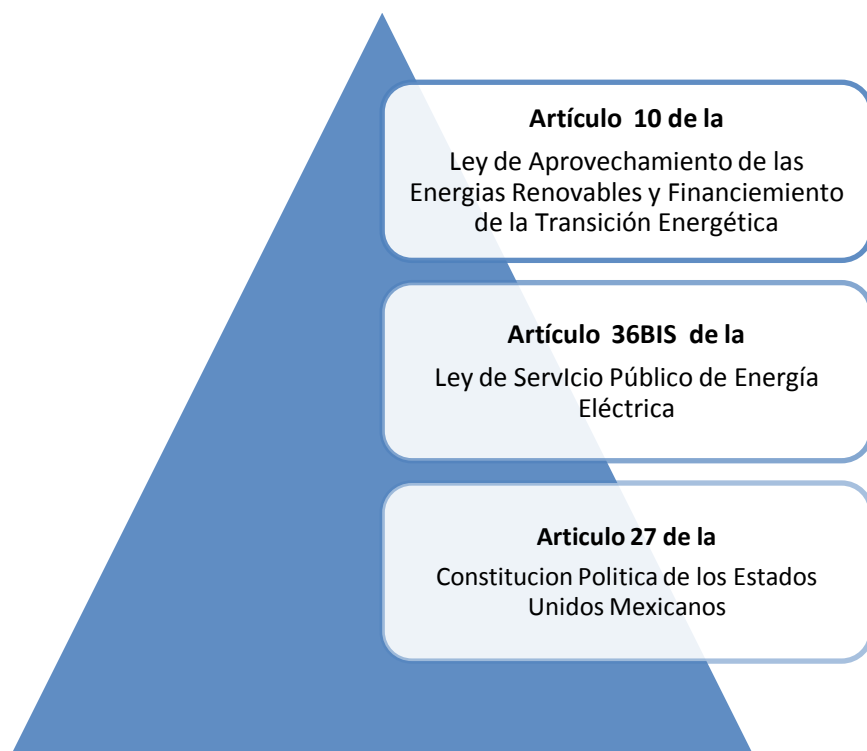


Imagen. Esquema Legal de las Externalidades en el Sector Eléctrico Mexicano

Proyectos de repotenciación de centrales en CFE

La Subdirección de Programación de CFE expide anualmente el documento llamado Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE), en donde programa el “retiro” de centrales eléctricas del parque de generación. La decisión de la Subdirección de Programación sobre el retiro de una central termoeléctricas

⁶ Durante el Mandato Georgina Kessel Martínez, titular de la Secretaria de Energía; del 1 de diciembre de 2006 hasta el 7 de enero de 2011 durante el Gobierno de Felipe Calderón Hinojosa.

se basa en básicamente en dos criterios, el económico (costo de producción) y de termino de su vida útil.

En los últimos años, debido a los altos costo de producción a base de combustóleo, se ha explorado la viabilidad de proyectos de repotenciación y modernización, a fin de reducir los costos de producción de la energía. Particularmente, para las unidades termoeléctricas convencionales de vapor mayor y de vapor menor, las alternativas de repotenciación se traducen en dos: **conversión de combustible o conversión a ciclo combinado.**

Marco jurídico de la evaluación de proyectos de repotenciación

La evaluación económica de los Proyectos de Repotenciación tiene que cumplir con los lineamientos que establece la Secretaria de Hacienda y Crédito Público (SHCP). Para ello, tiene que cumplir con lo especificado en el documento que lleva por nombre: "Lineamientos para la Elaboración y Presentación de los Análisis Costo y Beneficio de los Programas y Proyectos de Inversión".

A su vez, los proyectos de Repotenciación se ubican dentro de Proyectos de Infraestructura Económica, en el marco de la SHCP. Esta categoría comprende los proyectos de infraestructura productiva de largo plazo a que se refieren los artículos 18, tercer párrafo, de la Ley General de Deuda Pública y 32, segundo párrafo, de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria, así como los de rehabilitación y mantenimiento cuyo objeto sea incrementar la vida útil o capacidad original de los activos fijos destinados a la producción de bienes y servicios de los sectores mencionados.

De acuerdo con la SChP, los Indicadores de evaluación son los siguientes: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y en el caso de proyectos cuyos beneficios sean crecientes en el tiempo, la Tasa de Rendimiento Inmediato (TRI).

Las externalidades ambientales propuestas por la SENER

La Secretaría de Energía durante el actual mandato del presidente constitucional, Felipe Calderón Hinojosa, propone una metodología para valorar externalidades ambientales; emisiones de bióxido de carbono debidas a las combustión de carbono (elemento presente en los combustibles) y emisiones de bióxido de carbono equivalente debidas a otros gases producto de la combustión de combustibles fósiles.

Las actividades anteriores, hablan en términos generales de una cuantificación de las toneladas de CO₂ emitidas en un periodo de tiempo determinado. Por lo anterior, los combustibles fósiles siempre tendrán un costo externo debido a que su combustión siempre produce bióxido de carbono.

Para dar una idea al lector sobre el orden de producción de CO₂ por unidad de combustible quemado, se presentan a continuación los factores de emisión de los tres principales combustibles que se utilizan para la generación de energía eléctrica en México:

COMBUSTIBLE	FACTOR DE EMISIÓN
Gas Natural	1.8628 [kgCO ₂ /kg]
Combustóleo	1.9557 [kgCO ₂ /kg]
Carbón	2.5634 [kgCO ₂ /kg]

**Fuentes: Environmental Protection Agency, EPA.
Informe Inventarios GEI 2010, España.**

Como era de esperarse, el carbón presenta el factor de emisión más elevado, después le sigue el combustóleo y por último el gas natural.

Dado el panorama anterior, todas las centrales que queman combustibles fósiles tendrían un sobre costo en la producción (o costo variable de generación, CVg) de energía eléctrica; esto si se aplicara la metodología de la SENER. Lo que propiciaría en principio, que los proyectos fueran más costosos, y después, en la operación de las unidades, que el despacho cambie de orden.

1.3 OBJETIVO DE LA TESIS

Determinar el costo de producción de energía en el que se incurre al instrumentar la metodología propuesta por la SENER en las centrales termoeléctricas, para especular sobre el efecto sobre el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

1.4 JUSTIFICACIÓN Y ALCANCE

El análisis de la metodología de la SENER y el entendimiento de su implantación será útil para las organizaciones públicas y privadas interesadas en la realización de nuevos proyectos.

Parece un evento inminente el valorar las externalidades ambientales de los proyectos eléctricos, dada la tendencia mundial por reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Si bien es cierto, aun no existen los mecanismos que obliguen a hacerlo, en algún momento será un tema que los evaluadores de proyectos tendrán que sumar en su formación.

También es importante reconocer su impacto, es decir, las consecuencias en la planeación y operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), ya que el costo de los proyectos varía en función del tipo de combustible; quizá, la generación que actualmente es la más económica en México (carbón), hablando de combustibles fósiles, no lo siga siendo con la integración de los costos externos.

2. CAPÍTULO 2. LAS EXTERNALIDADES AMBIENTALES

En el presente capítulo se formuló el marco conceptual en torno al tema de externalidades en la producción de energía eléctrica.

El concepto externalidades en el sector eléctrico es bien conocido desde hace poco más de dos décadas, Europa ha sido el continente punta de lanza en estos temas, y particularmente la Comisión Europea ha sido el organismo que con base científica promueve el estudio estos temas.

Por su parte en México, organizaciones como Instituto de Investigaciones Eléctricas, la SENER y los Legisladores han construido su propio marco conceptual alrededor del tema, como podrá observarse a lo largo del presente capítulo.

2.1 DEFINICIÓN DE EXTERNALIDADES

Comisión Europea

Un costo externo⁷, también conocido como externalidad, se suscita cuando la actividad económica de un grupo de personas tiene un impacto sobre otro grupo, y dicho impacto no es completamente tomado en cuenta o contabilizado por el primer grupo.

Por ejemplo, una central de energía que genera emisiones de SO₂, causando daño a los materiales de construcción y a la salud humana, propicia costos externos, ya que el impacto no fue tomado en cuenta por el productor de energía eléctrica. En este ejemplo, los costos medio ambientales son “externos”; aunque son reales para esos miembros de la sociedad, sin embargo, el dueño de la central no los toma en cuenta en su evaluación sobre construir una nueva central.

⁷ Definición traducida del documento llamado **External Costs**, Researchs and Results on Socio-Environmental Damage due to Electricity and Transport 2003. Comision Europea, Comunidad de Investigación.

De acuerdo con la Comisión Europea, existen muchas formas de tomar en cuenta los costos originados hacia el medio ambiente y la salud humana, por ejemplo, la “internalización” de los costos externos. Otra alternativa podría ser a través de eco-impuestos, por ejemplo, impuestos por el daño provocado por los combustibles y tipo de tecnología en forma de costos externos.

Ley de Transición Energética de México

La reforma energética de 2009 inserto las externalidades en el marco regulatorio al incluirlo como concepto en la definición de los “beneficios económicos netos potenciales”. Por su parte, la Ley de Aprovechamiento de las Energías Renovables y Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), en su artículo 3°, fracción II, define a las externalidades como:

“Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y consumo”.

De acuerdo con el reglamento de la LAERFTE, la Secretaría de Energía considera los beneficios económicos netos potenciales a generarse por el aprovechamiento de las energías renovables dentro de la elaboración del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables, tomando en cuenta: 1) las externalidades, 2) los ahorros generados, en su caso, en el Sistema Eléctrico Nacional por la generación renovable, 3) el aporte de la capacidad instalada para cada una de las distintas tecnologías de generación renovables, 4) los beneficios económicos del uso de energías renovables en comunidades sin acceso a la red eléctrica, 5) los riesgos y costos de las diferentes combinaciones de tecnologías de generación para el sistema eléctrico nacional en su conjunto, 6) los beneficios derivados de los bonos de carbono u otros

recursos que vengan de mecanismos internacionales y 7) los demás aspectos que determine la Secretaría⁸.

Instituto de Investigaciones Eléctricas, IIE 2011

Externalidades o costos externos son todos aquellos costos o beneficios, relacionados con la salud, el medio ambiente y los materiales, en los que se ha incurrido como resultado de las actividades de la cadena de producción de energía eléctrica, pero que no forman parte del precio pagado por los consumidores de esa electricidad, de manera que el costo asociado a esos efectos es cubierto por la sociedad en su conjunto.

De acuerdo con los investigadores del IIE⁹, uno de los efectos más importantes de no incorporar las externalidades o costos ocultos a los precios de mercado de un bien, es que puede conducir a la toma de decisiones económicas, sociales y ambientales no óptimas.

Entre los costos externos figuran los efectos de la contaminación sobre la salud humana, la agricultura y las construcciones, también los efectos en ecosistemas y los impactos del calentamiento global ocasionado por la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

Parte de los costos externos puede ser cuantificable a través de los gastos en que incurre el sector salud y agrícola, entre otros. No obstante, existen también efectos positivos asociados a la generación eléctrica, que se manifiestan en empleo, turismo, infraestructura y servicios.

En el sector eléctrico la cuantificación de la magnitud de los costos externos asociados a esta actividad, junto con consideraciones importantes, entre las que

⁸⁸ Reglamento de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (RLAERFTE). DOF. 2 de Septiembre de 2009.

⁹ Laura Elena Sánchez Hernández, Ranulfo Gutiérrez Ramírez, Gladys Lizbeth porras Loaiza et all, IIE, México 2011.

se encuentran la seguridad de abasto de combustibles y la dependencia energética, permitirá una mejor selección de la mezcla de tecnologías y combustibles futura, contribuyendo así al desarrollo sustentable del país.

A partir de las definiciones anteriores, es posible formular una definición propia en torno a las externalidades en la producción de energía eléctrica:

“Las externalidades en la producción de energía eléctrica, son las emisiones de bióxido de carbono directas y bióxido de carbono equivalentes derivadas de la actividad termoeléctrica.”

2.2 METODOLOGÍAS PARA VALORAR EXTERNALIDADES AMBIENTALES

Análisis de Ciclo de Vida

De las metodologías utilizadas actualmente, sobresale principalmente la del Análisis del Ciclo de Vida (ACV). La metodología ACV es definida como la técnica para evaluar potenciales impactos ambientales asociados con un producto, por medio del levantamiento de un inventario de información sobre insumos y resultados de un sistema; de la evaluación de potenciales impactos sobre el medio ambiente asociados con dichos insumos y resultados, y de la interpretación de los resultados de las fases anteriores de acuerdo con los objetivos del estudio¹⁰. Es decir, considera que, para la evaluación del impacto ambiental de una actividad productiva, es necesario medir las emisiones y

¹⁰ FDIS/ISO 14040: Environmental management- Life cycle assessment – Principles and framework ISO (1997).

El ACV es la única metodología de valoración de externalidades ambientales que cuenta con lineamientos expedidos por la Organización Internacional de Estandarización (ISO). La primera serie de lineamientos para esta metodología fue creada en 1997, pero en 2006 ISO reorganizó los contenidos y se creó la serie 14040. En el año 2003, se creó en México un subcomité nacional para redactar las normas mexicanas NMX-SSA-14040-IMNC-2008 y NMX-SSA-IMNC- 2008, análogas a la serie ISO 14040, las cuales fueron aprobadas en el año 2008 y son de aplicación voluntaria.

daños generados durante todo el proceso de producción, desde la adquisición de la materia prima, pasando por la producción y el consumo, hasta el desecho.

Uno de los enfoques utilizados es el de Vías de Impacto, presente en el proyecto *Externalities of Energy* (ExternE) de la Dirección Europea de Valoración de Externalidades, el cual surge de un acuerdo de colaboración entre el Departamento de Energía de los Estados Unidos y la Comunidad Europea, la que reconoce la valoración de las externalidades de la producción y uso de la energía como una de sus tareas. Además, el proyecto engloba la cooperación de otros países, principalmente europeos, universidades, institutos de investigación, ONGs e industrias.

Para ello, se requiere generar un inventario de emisiones contaminantes, modelar la dispersión de dichos contaminantes en el ambiente, analizar los impactos a la salud pública basados en la relación dosis-respuesta (medidos en pérdida de años de vida) y valorar económicamente los impactos locales y regionales.

En México, en el marco de un Convenio de Colaboración entre la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) de la Organización de Naciones Unidas (ONU), se realizó un estudio que utiliza una versión simplificada de la metodología ExternE, con el fin de calcular el valor de las externalidades asociadas a la generación de energía eléctrica con combustibles fósiles, considerando los impactos a la salud y al medio ambiente, a nivel regional y global. Este estudio, que utilizó además el modelo *Simplified Approach for Estimating Impacts of Electricity Generation* (SIMFACTS) del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), contempla actividades como la caracterización de la fuente emisora, el cálculo de la concentración de contaminantes, la evaluación de impactos y la evaluación monetaria.

Por otra parte, el Consejo Mundial de Energía, (WEC, por sus siglas en inglés)

llevó a cabo durante el periodo 2002-2004, una compilación de estudios de análisis de ciclo de vida de diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica desarrollados en los últimos 15 años a nivel internacional. Estos análisis consideraron la cadena completa de producción de energía de la exploración y la extracción a la transformación, almacenamiento, transporte, transformación en combustibles secundarios y uso final; es decir, la energía primaria desde su origen hasta su uso final. De esta forma, se determinó la accesibilidad, disponibilidad y aceptabilidad de la producción de energía eléctrica.

Además, se han desarrollado otras herramientas metodológicas como el Eco-Indicador 99, elaborado por la empresa *PRé Consultants* para el Ministerio Holandés de Planeación Urbana, Vivienda y Medio Ambiente, como parte de su política orientada a la Gestión Ambiental. La técnica consiste en la cuantificación numérica de cada impacto ambiental detectado y su ponderación con base en coeficientes que permiten obtener un valor numérico adimensional denominado “Eco-indicador”. Entre más alto es el valor del Ecoindicador mayor es el impacto ambiental.

Todas estas propuestas metodológicas exigen el levantamiento de información a fin de contar con un inventario sobre las emisiones en diversas fases del proceso productivo y valorar sus impactos en la salud y medio ambiente. Este es un proceso de largo plazo por lo que en los países en los que se ha avanzado en el mismo, se han invertido desde poco más de 4 años hasta incluso 20 años. El resultado de estos estudios ha impulsado a los gobiernos de los países a tomar acciones de política y/o mercado que han fomentado el uso de algunas tecnologías o combustibles sobre otros.

Metodología de la SENER

El documento que expidió¹¹ la SENER, el cual lleva por nombre, “Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México”, valora las emisiones de sustancias contaminantes, específicamente de bióxido de carbono (CO₂), asociadas a la generación de energía eléctrica. Para de esta forma, internalizar su valor económico en la evaluación de proyectos energéticos; relación que guardan las tecnologías y las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes de la generación de electricidad.

Cabe destacar, que a diferencia del método de Análisis de Ciclo de Vida (ACV), la metodología de la SENER solo evalúa las emisiones durante la operación de los sistemas eléctricos, por lo que descarta, las emisiones generadas durante las etapas de planeación y ejecución de los insumos necesarios para la puesta en marcha de la central.

La SENER establece que esta metodología es el punto de partida para la valuación de externalidades asociadas a la generación de electricidad y que, podrá ser actualizada conforme se desarrollen nuevas formas de evaluar las variables que requiere la metodología.

¹¹ Durante el Mandato Georgina Kessel Martinez, titular de la Secretaria de Energía; del 1 de diciembre de 2006 hasta el 7 de enero de 2011 durante el Gobierno de Felipe Calderón Hinojosa.

3. CAPÍTULO 3. CASO DE ESTUDIO

En el presente capítulo, se desarrolló el objetivo del trabajo de investigación, el cual consiste en evaluar el costo de las externalidades ambientales en proyectos de conversión de combustible, utilizando la metodología normativa propuesta por la Secretaría de Energía (SENER).

Para alcanzar el objetivo anterior, se presenta la metodología de la SENER tal y como se encuentra disponible en los sitios de internet, y en el portal de la misma dependencia.

Posteriormente se desarrolló, un análisis detallado de cada punto de la metodología en relación a los proyectos de conversión de centrales termoeléctricas.

3.1 CENTRAL TERMOELÉCTRICA TOPOLOBAMPO

La Central Termoeléctrica Topolobampo ó Juan de Dios Batiz Paredes, se encuentra ubicada en el km. 22 de la carretera Los Mochis-Topolobampo, en el municipio de Ahome en el estado de Sinaloa, la cual pertenece a la Gerencia Regional de Producción Noroeste. El alcance del proyecto es sobre las Unidades No. 1 y 2 con capacidad bruta de **160** MW cada una, las cuales están catalogadas como unidades base que consumen combustóleo pesado como combustible principal. Estas unidades aportan la energía generada al Área Noroeste del Sistema Eléctrico Nacional.

Situación sin Proyecto

La vida útil de las unidades de vapor es de aproximadamente 30 años, y las Unidades No. 1 y 2 cuentan con 15 años de operación y funcionan actualmente

con una eficiencia térmica bruta relativamente baja de 35.6% en comparación con las centrales térmicas de nueva generación. En los últimos dos años, el factor de planta medio anual registrado en las unidades No. 1 y 2 es de 47.16 y 60.85 %, respectivamente.

Situación con Proyecto

El proyecto CT Topolobampo permitirá mejorar el factor de planta de las Unidades No. 1 y 2 de 47.16 % y 60.85 %, promedio de los años 2008 y 2009, respectivamente, hasta 83.3 % durante el primer año del periodo de evaluación (2014-2034) y 84.9 % constante durante el resto de los años para ambas unidades al mejorar la confiabilidad y la eficiencia térmica de 35.6 % hasta 36.7 % de dichas unidades.



Imagen de la CT Topolobampo

3.2 METODOLOGÍA PROPUESTA POR LA SENER

A continuación se cita textualmente la metodología que propone la titular de la Secretaría de Energía, la Doctora Georgina Kessel Martínez:

1. Alcance y objetivos

- 1.1. *El presente documento tiene por objeto establecer la Metodología que deberán seguir los suministradores para valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad en México, para las diversas tecnologías y fuentes de energía utilizadas.*
- 1.2. *Esta Metodología se aplicará a los suministradores a los que se refiere el artículo 2 fracción IX del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica¹².*
- 1.3. *La Secretaría de Energía ha elaborado esta Metodología con base en el artículo 10 de la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética, y el artículo 16 del Reglamento de esta Ley, para cumplir con el objetivo de valorar las externalidades asociadas con la generación de electricidad, a través de diversas fuentes de energía en sus distintas escalas en el sistema.*
- 1.4. *Los cálculos que se realicen con esta Metodología permitirán desarrollar proyectos a partir de fuentes renovables de energía que se verán reflejados en los indicadores del Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables.*

2. Definiciones

- 2.1. ***Bióxido de Carbono Equivalente:*** *Es la unidad común que permite llevar una contabilidad de las emisiones de los gases de efecto invernadero de acuerdo con el potencial de calentamiento global de cada uno de ellos.*
- 2.2. ***Costos de Operación y Mantenimiento:*** *Costos directos e indirectos de mano de obra, administrativos, refacciones y equipo asociados con la operación y mantenimiento de centrales generadoras. Este concepto no incluye los costos de combustible.ⁱ*
- 2.3. ***Externalidades:*** *Los impactos positivos o negativos que genera la provisión de un bien o servicio y que afectan a una tercera persona. Las externalidades ocurren cuando los costos o beneficios de los productores o compradores de un bien o servicio son diferentes de los costos o beneficios sociales totales que involucran su producción y*

¹² Suministrador: La Comisión Federal de Electricidad, y en lo conducente las entidades mencionadas en el artículo cuarto transitorio de la Ley;

consumo.

- 2.4. **Metodología:** La Metodología para Valorar Externalidades Asociadas con la Generación de Electricidad en México.
- 2.5. **MWh:** Megawatt Hora.
- 2.6. **Periodo Determinado:** Triannual.
- 2.7. **Sistema:** El Sistema Eléctrico Nacional.
- 2.8. **Suministrador:** Comisión Federal de Electricidad y, en lo conducente, las entidades mencionadas en el artículo cuarto transitorio de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica.
- 2.9. **Sustancias Contaminantes:** los gases de efecto invernadero, que son: Bióxido de Carbono, Metano, Óxido Nitroso, Hidrofluorocarbonos, Perfluorocarbonos y Hexafluoruro de Azufre.

3. Cálculo de Generación de Electricidad

- 3.1. El objetivo es calcular la generación de electricidad en un Periodo determinado.
- 3.2. Para lograr este objetivo, en primer lugar se debe calcular la generación de electricidad total del suministrador de acuerdo con la tecnología y el combustible fósil utilizado durante el Periodo Determinado.

$$MWh_{i,c} = \sum_{c=1}^n MWh_i$$

En donde $MWh_{i,c}$ es la generación de electricidad por tipo de tecnología i (en MWh) a través del combustible c , cuando sea el caso, donde:

$c = [\text{Combustóleo, Gas Natural, Diesel, Carbón y otros}]$

y

$i = [\text{Tecnología de generación de electricidad utilizada}]$

- 3.3 En el caso de las tecnologías para las que no existen datos históricos, ya sea por ser nuevas o por haber sido mejoradas, se estimará la operación para la tecnología para un año.

4. Cálculo de emisiones de Sustancias Contaminantesⁱⁱ

- 4.1. El objetivo es que el suministrador identifique las emisiones de Sustancias Contaminantes por tonelada derivadas de cada planta productiva en sus diferentes tecnologías, de acuerdo con su generación de electricidad en

el Periodo Determinado.

- 4.2. Hay que calcular las emisiones estimadas de sustancias contaminantes, denominadas E_s (en toneladas de Bióxido de Carbono Equivalente), provenientes del proceso de generación de electricidad por tecnología y combustible.ⁱⁱⁱ **Dichas emisiones deberán ser incluidas de acuerdo con el Potencial de Calentamiento Global¹³,^{iv} donde:**

$$E_s = [\text{Toneladas de emisiones de las sustancias contaminantes}]$$

- 4.3 En el caso de las tecnologías para las que no existen datos históricos, ya sea por ser nuevas o por haber sido mejoradas, el cálculo de las emisiones de sustancias contaminantes se realiza con base en las estimaciones de operación de un año, para la tecnología y combustible, y la estimación de las emisiones asociadas a su generación.^v

5 **Valoración monetaria de las emisiones de sustancias contaminantes con base en los parámetros establecidos por la Secretaría de Energía^{vi}**

- 5.1 El objetivo es obtener el valor en términos monetarios de las emisiones de las Sustancias Contaminantes de los combustibles utilizados por diversas tecnologías de generación de electricidad.
- 5.2 Para ello, hay que determinar el valor monetario de la emisión total del suministrador, de acuerdo con un valor de referencia del precio del Bióxido de Carbono. Para obtener dicho valor de referencia, se toma la serie histórica de los precios de cierre oficial (settlement prices) de los contratos de futuros de Bióxido de Carbono, de los últimos tres años (partiendo del mes en que se realiza el cálculo), publicada para el mercado europeo. Esta información se encuentra disponible en la página web de European Climate Exchange¹⁴, <http://www.ecx.eu/EUA-futures>.^{vii}

Se calcula la serie de promedios mensuales a partir de los precios históricos diarios de cierre oficial de los contratos de futuros de Bióxido de Carbono, de los últimos tres años. A continuación, se convierte dicha serie de

¹³ Los Potenciales de Calentamiento de la Tierra (PCT) son una medida del efecto radiativo relativo de una sustancia dada en comparación con el CO₂, integrado en un periodo de tiempo elegido. Los PCT directos han sido calculados en relación con el CO₂ usando un cálculo mejorado del forzamiento radiactivo del CO₂, la función de respuesta del SIE para un pulso de CO₂ y nuevos valores para el forzamiento radiactivo y los periodos de vida de varios halocarbonos. Fuente: **Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático, Tercer Informe de Evaluación, Cambio Climático 2001.**

¹⁴ Actualmente el sitio de la European Climate Exchange ya no se encuentra disponible en Internet, sin embargo, el link manda a la IntercontinentalExchange (ICE).

euros a dólares por tonelada, utilizando los datos publicados por el Banco de México.^{viii} Posteriormente, se calcula el promedio de la serie resultante, en dólares por tonelada.^{ix}

Entonces, se multiplican las emisiones de Sustancias Contaminantes de cada tecnología y combustible (si es el caso), por el valor de referencia obtenido.

$$VM_{i,c} = \sum_{s=1}^n E_i * P_s$$

En donde $VM_{i,c}$ es el valor monetario de las emisiones por tecnología i y el combustible, c , si es el caso; E_s representa las emisiones de las Sustancias Contaminantes estimadas para el Periodo Determinado, y P_s es el precio por tonelada en dólares de las emisiones de la Sustancia Contaminante.

6 Valoración de las externalidades^x

- 6.1 El objetivo es calcular el valor monetario unitario de las externalidades asociadas a la generación de electricidad de los suministradores por tecnología y combustible, si es el caso.
- 6.2 Para lograrlo, hay que obtener el cociente del valor monetario de las emisiones de sustancias contaminantes de cada suministrador, para cada una de sus tecnologías (y combustible si es el caso) $VM_{i,c}$ y dividirlo entre los $MWh_{i,c}$ de generación de electricidad para el Periodo Determinado.

$$X_{i,c} = \frac{VM_{i,c}}{MWh_{i,c}}$$

En donde $X_{i,c}$ es el valor en dólares por MWh de la externalidad para cada tecnología y combustible.

- 6.3 El valor resultante, por tecnología, deberá incorporarse a los Costos de Operación y Mantenimiento, lo que permitirá incluir externalidades en las comparaciones y análisis entre tecnologías, así como preparar escenarios de emisiones e impactos reducidos, entre otros.

Notas:

ⁱ Terminología de la Comisión Federal de Electricidad. Especificación CFE L0000-39. Subdirección de Programación.

ⁱⁱ Las emisiones directas de bióxido de carbono (las que se originan durante la vida operacional y que resultan de la combustión de combustibles fósiles), representan entre el 80 y 90 por ciento del volumen de las emisiones totales. También resultado de la generación eléctrica se producen, aunque en menor escala, emisiones de otros gases de efecto invernadero

ⁱⁱⁱ Actualmente, la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, para formar el Registro de Emisiones y

Transferencias de Contaminantes (con base en el artículo 109 Bis de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente), utiliza los Factores de Emisión AP 42 de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) del Gobierno Federal de los Estados Unidos de América.

iv La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales publica en su portal de internet, la tabla correspondiente a los factores de conversión de los gases de efecto invernadero según el Tercer Informe de Evaluación del Protocolo Internacional de Cambio Climático (GWP-TAR). Esta información está disponible en la siguiente liga:

http://www.semarnat.gob.mx/queessemarnat/politica_ambiental/cambioclimatico/Documents/queescambioclimatico/tabla1.pdf

v Remitirse a la nota tres (iii)

vi Dado que no se cuenta con una monetización nacional actualizada de los impactos de las emisiones del sector eléctrico, se utilizarán valores de referencia de mercado para las principales emisiones de este sector.

vii Se consideró que la información más adecuada para calcular el valor de referencia del precio del Bióxido de Carbono es la del mercado europeo, debido a su relevancia mundial en volumen y operaciones, aunque se espera que un potencial mercado norteamericano podría ser la referencia en el futuro.

viii Para convertir los datos de euros a dólares, se utiliza los tipos de cambio mensuales publicados por el Banco de México. Dichos datos se encuentran disponibles en:

<http://www.banxico.gob.mx/PortalesEspecializados/tiposCambio/indicadores.html>

ix Por ejemplo, al tomar la serie de promedios mensuales de Julio de 2006 a Julio de 2009, y utilizando los tipos de cambio del Banco de México, el valor de referencia obtenido con el procedimiento ya descrito es de 16.93 dólares por tonelada de CO₂ emitida.

x Para que la planeación del sector eléctrico considere las externalidades asociadas a los proyectos de generación eléctrica, se deben identificar mecanismos con validez internacional e impactar los análisis prospectivos para la definición del parque de generación futuro.

3.3 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE LAS EXTERNALIDADES AMBIENTALES DEL PROYECTO: CONVERSIÓN DE COMBUSTÓLEO A CARBÓN DE LA CT TOPOLOBAMPO

La metodología habla en términos valorativos de las externalidades a partir del tercer punto. El punto número tres se trata el tema de cómo debe calcularse la energía eléctrica producida anualmente por la fuente suministradora, en este caso, la Central Termoeléctrica Topolobampo de CFE.

La energía producida por la CT Altamira con Proyecto

La información sobre los Megawatt-hora producidos anualmente se obtuvo de

forma directa del “Documento de Análisis-Beneficio Costo del Proyecto RM CT Topolobampo”. La generación esperada de las Unidades 1 y 2 es de 1, 091.192 GWh/año y 1, 091.192 GW/año, respectivamente.

Unidad	Energía Generada ¹⁵ [GWh/año]
1	1, 091.192
2	1, 091.192

Las Emisiones Contaminantes Asociadas al Proyecto

La metodología solo contabiliza las emisiones que impactan directamente al calentamiento global debido al efecto invernadero, es decir, las emisiones de bióxido de carbono (CO₂), hidrofluorocarbonos, compuestos totalmente fluorados, éteres y éteres halogenados.

En este caso, por tratarse de un proyecto que busca el cambio de combustible de combustóleo a carbón, se presentará un incremento en las emisiones de CO₂ y una reducción en las emisiones de óxidos de azufre (SO_x).

El carbón que planea utilizar la CT Topolobampo será importado de Four Corners, Nuevo México en Estados Unidos.

De acuerdo a la Metodología, después de haber identificado el tipo de combustible (carbón), es necesario clasificarlo en términos de su origen; Lignito, sub bituminoso, bituminoso y antracita. En este caso, el carbón corresponde a un sub bituminoso¹⁶.

La nueva fuente primaria de combustible que se plantea para la CT Topolobampo

¹⁵Documento de Análisis Beneficio-Costo, Proyecto RM CT Topolobampo, Mayo de 2010, Pag.24

¹⁶<http://www.rocksandminerals.com/coal.htm>

es carbón sub bituminoso de la cuenca carbonífera de Four Corners, Nuevo México, EU., y se utilizara la tecnología de Lecho Fluido para su combustión.

La EPA tiene una serie de documentos disponibles en la red que caracterizan las emisiones para los principales combustibles que se utilizan en la generación de energía eléctrica en Estados Unidos; gas natural y carbón. En este caso, fue necesario identificar el tipo de carbón (bituminoso), ya que los hay de tres tipos de acuerdo a su origen: antracita, bituminoso y lignito.

A continuación se presenta un resumen de la información recolectada necesaria, para estimar las emisiones de bióxidos de carbono directas y las emisiones de CO₂ equivalentes por metano y oxido nitroso.

FACTOR DE EMISIÓN DE CO₂ PARA CARBON TIPO BITUMINOSO			
TIPO DE CARBON	PROMEDIO %C	FACTOR DE CONVERSIÓN	FACTOR DE EMISIÓN [lbCO₂/toncarbon]
SUB BITUMINOSO	66.3	72.6	4810
BITUMINOSO MUY VOLATIL	75.9	72.6	5510
BITUMINOSO MEDIO VOLATIL	83.2	72.6	6040
BITUMINOSO POCO VOLATIL	86.1	72.6	6250

Fuente: External combustion sources, Bituminous and Subbituminous Coal Combustion, EPA. Elaboración propia

TIPO DE CALDERA	CH₄	TNMOC	N₂O
	Factor de Emisión [lb/ton]	Factor de Emisión [lb/ton]	Factor de Emisión [lb/ton]
Lecho Fluido (circulating bed)	0.06	0.05	3.5
Lecho Fluido (bubbling bed)	0.06	0.05	3.5

Fuente: External combustion sources, Bituminous and Subbituminous Coal Combustion, EPA. Elaboración propia

Los factores de emisión tienen unidades de libras por toneladas de combustible, por lo que el siguiente paso fue determinar las toneladas de carbón anuales. Para

ello, se formuló la siguiente expresión:

$$\text{Carbon} \left[\frac{\text{Ton}}{\text{año}} \right] = 3600 * \text{Energía} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right] * \frac{1}{\text{PCI} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]} * \frac{1}{\eta[1]}$$

Donde:

- $\text{Energía} \left[\frac{\text{MWh}}{\text{año}} \right]$, es la energía generada por las unidades en un año.
- $\text{PCI} \left[\frac{\text{kJ}}{\text{kg}} \right]$, es el poder calorífico inferior del combustible (20500 [kJ/kg])¹⁷.
- $\eta[1]$, es la eficiencia termodinámica de la central termoeléctrica.

La energía generada por las dos unidades de la CT se obtuvo apartado anterior. Por su parte, la eficiencia termodinámica de ambas unidades de la central, se obtuvo del Documento de Análisis-Beneficio Costo del Proyecto RM CT Topolobampo; la cual corresponde a 36.7 %, la misma para ambas unidades.

Con la información anterior, se estima un consumo de combustible de **1, 076, 539** Toneladas de carbón por año una vez que se haya ejecutado la implantación del proyecto.

Ahora bien, para cuantificar las emisiones de Bióxido de Carbono (CO₂) directas de la combustión de carbón, se utilizó el factor de emisión del carbón sub bituminoso muy volátil de la tabla anterior, con lo que se obtuvo una producción **2, 348, 292. 43** toneladas de CO₂ al año.

Por su parte, para cuantificar las emisiones de CO₂ indirectas debidas al metano y oxido nitroso, se utilizaron los factores de Potencial de Calentamiento de la Tierra¹⁸, mismos que se presentan a continuación:

¹⁷ http://www.oviedocorreo.es/personales/carbon/carbon_mineral/carbon%20mineral.htm

¹⁸ Los PCT son un índice para calcular la contribución al calentamiento mundial relativo debido a la emisión en la atmosfera de un **kg de un gas determinado de efecto invernadero**, comparado con la emisión de un **kg de dióxido de carbono**

Potencial de Calentamiento de la Tierra

Gas	Formula	Periodo de Vida	Potencial de Calentamiento de la Tierra		
			[Horizonte temporal en años]		
		[años]	20 años	100 años	500 años
Dióxido de carbono	CO ₂		1	1	1
Metano*	CH ₄	12**	62	23	7
Óxido nitroso	N ₂ O	114**	275	296	156
Hidrofluorocarbonos					
HFC-23	CHF ₃	260	9400	12000	10000
HFC-32	CH ₂ F ₂	5	1800	550	170
HFC-41	CH ₃ F	2.6	330	97	30
HFC-125	CHF ₂ CF ₃	29	5900	3400	1100
HFC-134	CHF ₂ CHF ₂	9.6	3200	1100	330
HFC-135a	CH ₂ FCF ₃	13.8	3300	1300	400
HFC-143	CHF ₂ CH ₂ F	3.4	1100	330	100
HFC-143a	CF ₃ CH ₃	52	5500	4300	1600
HFC-152	CH ₂ FCH ₂ F	0.5	140	43	13
HFC-152a	CH ₃ CHF ₂	1.4	410	120	37
HFC-161	CH ₃ CH ₂ F	0.3	40	12	4
HFC-227ea	CF ₃ CHF ₂ CF ₃	33	5600	3500	1100
HFC-236cb	CH ₂ FCF ₂ CF ₃	13.2	3300	1300	390
HFC-236ea	CHF ₂ CHF ₂ CF ₃	10	3600	1200	390
HFC-236fa	CF ₃ CH ₂ CF ₃	220	7500	9400	7100
HFC-245ca	CH ₂ FCF ₂ CHF ₂	5.9	2100	640	200
HFC-245fa	CHF ₂ CH ₂ CF ₃	7.2	3000	950	300
HFC-365mfc	CF ₃ CH ₂ CF ₂ CH ₃	9.9	2600	890	280
HFC-43-10mee	CF ₃ CHFCH ₂ CF ₂ CF ₃	15	3700	1500	470
Compuestos totalmente fluorados					
SF ₆		3200	15100	22200	32400
CF ₄		50000	3900	5700	8900
C ₂ F ₆		10000	8000	11900	18000
C ₃ F ₈		2600	5900	8600	12400
C ₄ F ₁₀		2600	5900	8600	12400

C4F8		3200	6800	10000	14500
C5F12		4100	6000	8900	13200
C6F14		3200	6100	9000	13200
Éteres y éteres halogenados					
CH3OCH3		0.015	1	1	<<1
HFE-125	CF3OCHF2	150	12900	14900	9200
HFE-134	CHF2OCHF2	26.2	10500	6100	2000
HFE-143a	CH3OCF3	4.4	2500	750	230
HCFE-235da2	CF3CHClOCHF2	2.6	1100	340	110
HFE-245fa2	CF3CH2OCHF2	4.4	1900	570	180
HFE-245cb2	CHF2CF2OCH3	0.22	99	30	9
HFE-7100	C4F9OCH3	5	1300	390	120
HFE-7200	C4F9OC2H5	0.77	190	55	17
H-Galden 1040x	CHF2OCF2OC2F4OCHF2	6.3	5900	1800	560
HG-10	CHF2OCF2OCHF2	12.1	7500	2700	850
HG-01	CHF2OCF2CF2OCHF2	6.2	4700	1500	450

*Los PCT del metano incluyen una contribución indirecta de la producción de H2O y O3 estratosféricos.

**Los valores para el metano y el óxido nítrico son tiempos de ajuste, que incorporan los efectos indirectos de la emisión de cada gas en su propio periodo de vida.

Fuente: Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático, Tercer Informe de Evaluación, Cambio Climático 2001, La base científica.

La tabla se presenta tal y como esta en el Tercer Informe de Evaluación de Cambio Climático 2001. Como puede observarse, la tabla además contiene Hidrofluorocarbonos, Compuestos Totalmente Fluorados, y Éteres y Éteres Halogenados. Dado que la combustión de carbón sub bituminoso no produce ninguno de los compuestos anteriores, solo se utilizó la información referente al metano y óxido nítrico.

En la siguiente tabla se presentan la metodología que se adoptó para el cálculo de las emisiones:

EMISIONES DE CO₂ EQUIVALENTES DEBIDAS AL METANO (CH₄) Y OXIDO NITROSO (N₂O)					
PCT CH ₄	PCT N ₂ O	EMISIONES DE CO ₂ DEBIDAS CH ₄	EMISIONES DE CO ₂ DEBIDAS N ₂ O	EMISIONES DE CO ₂ DEBIDAS CH ₄	EMISIONES DE CO ₂ DEBIDAS N ₂ O
[veces @ 20 años]	[veces @ 20 años]	[Ton/20 años]	[Ton/20 años]	[Ton/año]	[Ton/año]
62	275	1,816.14	469,902.59	90.81	23,495.13

Finalmente, las emisiones de CO₂ totales anuales de ambas unidades es el resultado de la suma de las emisiones de CO₂ directas e indirectas, lo que se resume en la siguiente tabla:

EMISIONES DEBIDAS A:	CANTIDAD [ton/año]
Carbón (C), directas	2, 348, 292. 43
Metano (CH ₄)	90.81
Oxido Nitroso (N ₂ O)	23,495.13
TOTAL	2,371,878.37

Valoración monetaria de las emisiones de CO₂

Para determinar el precio de la tonelada de CO₂ que se utilizara para la valoración monetaria de las emisiones, se documentaron los precios históricos¹⁹ del CO₂, mes por mes, de tres años a la fecha, de la IntercontinentalExchange (ICE); ya que la referencia que propone la metodología ya no se encuentra disponible en la red. Sin embargo, en la página de internet de esta dependencia, se encuentra la información que cita la metodología; datos de la European

¹⁹

<https://www.theice.com/marketdata/reports/ReportCenter.shtml?reportId=82&productId=390&hubId=564>

Climate Exchange.

Dado que el precio de la tonelada de CO₂ está en Euros, se consultó el portal del Banco de México²⁰ para determinar la relación histórica (de tres años a la fecha) Dolares por Euro, para finalmente obtener el precio de la tonelada en dólares. A continuación se presenta la tabla resumen con las variables que intervinieron en el desarrollo:

AÑO	MES	PRECIO HISTORICO PROMEDIO [EUROS]	RELACIÓN [DOLLAR/ EUROS]	PRECIO HISTORICO PROMEDIO [DOLARES]
2011	Noviembre	10.4040	1.3432	13.9746
	Octubre	11.0616	1.3432	14.8579
	Septiembre	12.5739	1.3432	16.8892
	Agosto	13.0519	1.4441	18.8482
	Julio	13.5764	1.4387	19.5324
	Junio	16.4636	1.4468	23.8195
	Mayo	17.9366	1.4408	25.8431
	Abril	18.1495	1.4838	26.9303
	Marzo	17.4649	1.4182	24.7688
	Febrero	15.7978	1.3813	21.8215
	Enero	15.3227	1.3717	21.0181
2010	Diciembre	15.3955	1.3412	20.6484
	Noviembre	15.8946	1.3017	20.6900
	Octubre	16.1854	1.3900	21.7797
	Septiembre	16.2775	1.3646	22.4169
	Agosto	15.3040	1.2712	19.4545

²⁰

<http://www.banxico.gob.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF336§or=6&locale=es>

	Julio	14.9445	1.3033	19.4772
	Junio	16.1131	1.2245	19.7305
	Mayo	16.2003	1.2265	19.8696
	Abril	15.1416	1.3295	20.1307
	Marzo	13.7871	1.3524	18.6457
	Febrero	13.7381	1.3646	18.7470
	Enero	13.9715	1.3900	19.4203
2009	Diciembre	14.5657	1.4347	20.8974
	Noviembre	14.6072	1.4993	21.9006
	Octubre	15.3234	1.4751	22.6036
	Septiembre	14.8824	1.4619	21.7566
	Agosto	15.4349	1.4349	22.1476
	Julio	14.6864	1.4175	20.8174
	Junio	14.2405	1.4028	19.9766
	Mayo	15.7498	1.4131	22.2560
	Abril	14.0648	1.3260	18.6499
	Marzo	12.3017	1.3261	16.3133
	Febrero	10.2241	1.2704	12.9886
	Enero	13.7458	1.2815	17.6152
2008	Diciembre	16.3396	1.414	23.1042
	Noviembre	18.0419	1.2682	22.9162

El precio promedio de los últimos tres años de la serie de valores mensuales resultado de **20.3583 US\$/tonCO₂**.

Finalmente el valor monetario de las emisiones de CO₂ en un año de la CT Topolobambo, es el resultado del producto entre las emisiones (2,371,878.37 tonCO₂/año) por el precio de la tonelada de CO₂ (20.3583US\$/tonCO₂); lo que da por resultado un monto de **48,572,159.26 US\$/año**.

El siguiente paso, es determinar el costo externo de producción de las emisiones

de CO₂ por Megawatt-hora (MWh), para ello se realizó el cociente del valor monetario de las emisiones entre la generación anual de la CT:

$$\text{Costo Ext}_{CO_2} = \frac{48,572,159.26 \left[\frac{US\$}{\text{año}} \right]}{2,182,384 \left[\frac{MWh}{\text{año}} \right]} = 22.2565 \left[\frac{US\$}{MWh} \right]$$

4 CAPÍTULO 4. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El presente capítulo hace un análisis comparativo del costo variable de generación de las principales tecnologías para la generación termoeléctrica de México. Para ello, se plantearon dos escenarios: el primero consistió en solo considerar el costo variable de generación (sin externalidades ambientales), y el segundo, que considera el costo variable de generación, más el costo de las externalidades debidas al CO₂.

4.1 COSTO VARIABLE DE GENERACIÓN DE LA CT TOPOLOBAMPO CON Y SIN PROYECTO

En la siguiente tabla se resume la información de las dos Unidades de Topolobampo (situación sin proyecto); Capacidad Instalada, Eficiencia Bruta, Factor de Planta y finalmente, el Costo Variable de Generación.

Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación* [US\$/MWh]
Topolobampo 01	160.0	0.3516	0.4782	110.12
Topolobampo 02	160.0	0.3513	0.6676	110.30

*Calculado con un precio del Combustóleo de 10 US\$/GJ

El costo variable de generación promedio de las dos Unidades es de **110.21 US\$/MWh**.

Por otro lado, el costo variable de generación de la CT Topolobampo con proyecto se resume la siguiente tabla, semejante a la anterior:

Unidad	Capacidad Instalada [MW]	Eficiencia Bruta [1]	Factor de Planta [1]	Costo Variable de Generación* [US\$/MWh]
Topolobampo 01	160.0	0.356	0.84	30.34
Topolobampo 02	160.0	0.356	0.84	30.34

*Calculado con un precio de Carbón de 3 US\$/GJ

Evidentemente, la relación de costos es de un orden de 3 a 1 aproximadamente, lo cual conlleva a pensar en la posible justificación económica del proyecto, aún sin considerar las externalidades ambientales (CO₂).

4.2 COMPARATIVA DE COSTOS DE GENERACIÓN DE CENTRALES TERMoeLECTRICAS DE MÉXICO

Derivado de la Metodología de SENER para el cálculo de la externalidad ambiental debida a CO₂, se obtuvo el valor de **22.25 US\$/MWh** (dólares por Megawatt-hora). Este valor representa **73.33%** de sobre costo de operación (CVg) para la Repotenciación de Topolobampo; el costo variable de generación rondaría cerca de los **53 US\$/MWh**.

Para realizar una comparación precisa sobre el incremento en costo variable de generación por concepto de externalidades, habría que desarrollar un estudio como el que se plantea en el capítulo 3 para cada tipo de tecnología y tipo de combustible. Sin embargo, es posible hacer inferencias sobre el rango de oscilación del sobre costo a partir de datos genéricos.

A continuación se presentan las premisas para determinar de forma genérica, el costo de las externalidades ambientales derivadas del CO₂ para las tecnologías que utilizan combustóleo y gas natural:

- Se consideró que la capacidad de la central es de 300,000 [KW], para combustóleo y gas natural.
- Las horas de operación anuales fueron 8,000 [horas/año]
- El precio de la tonelada de CO₂ de 20.3583 [US\$/Ton]
- El régimen térmico de las tecnologías considerado fue de:

Tecnología	Régimen Térmico [KJ/KWh]
Gas Natural	8, 612.1 ²¹
Combustóleo	10, 188.09 ²²

Fuente: Comisión Federal de Electricidad

- El factor de emisión de cada combustible será:

Combustible	CO ₂ [kg CO ₂ /TJ ²³]
Combustóleo	77400
Gas Natural	56100

Fuente: IPCC, 2006. "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories"

Para determinar las emisiones de bióxido de carbono por kilowatt-hora, se realizó el producto del régimen térmico por el factor de emisión del IPCC. En la siguiente tabla se presenta el resultado obtenido para combustóleo y gas natural:

Emisiones de bióxido de carbono por Kilowatt-hora de las tecnologías a base de combustóleo y gas natural

Tecnología	Régimen Térmico [kJ/kWh]	EMISIONES	
		CO ₂ [kgCO ₂ /TJ]	CO ₂ [kgCO ₂ /kWh]

²¹ Valor promedio de los Ciclos Combinados paquete de los Productores Externos a CFE.

²² Valor promedio de las Termoeléctricas de Vapor Mayor de CFE.

²³ Un TJ equivale a 1x10⁹ KJ.

Combustóleo	8,612.10	77,400.00	0.67
Gas Natural	10,188.09	56,100.00	0.57

Por otro lado, para obtener la energía generada al año para cada tecnología, se realizó el producto entre la capacidad de la central y las horas de operación al año, lo cual dio como resultado la misma energía para ambas tecnologías, combustóleo y gas natural, ya que para este ejercicio, sus valores son los mismos:

Energía generada al año por las tecnologías de combustóleo y carbón

Tecnología	Capacidad [kW]	Horas de Operación al año [horas/año]	Energía generada al año [kWh/año]
Combustóleo	300,000.00	8,000.00	2,400,000,000.00
Gas Natural	300,000.00	8,000.00	2,400,000,000.00

Con los dos resultados anteriores, se determinaron las emisiones de CO₂ al año. Para ello, se realizó el producto entre la energía generada al año en [kWh/año] y las emisiones en [kgCO₂/kWh], lo cual dio por resultado lo siguiente:

Emisiones de CO₂ de las tecnologías de combustóleo y gas natural

Tecnología	Energía generada al año [kWh/año]	Emisiones de CO ₂	Emisiones de CO ₂
		[kgCO ₂ /kWh]	[TonCO ₂ /año]
Combustóleo	2,400,000,000.00	0.67	1,599,783.70
Gas Natural	2,400,000,000.00	0.57	1,371,724.44

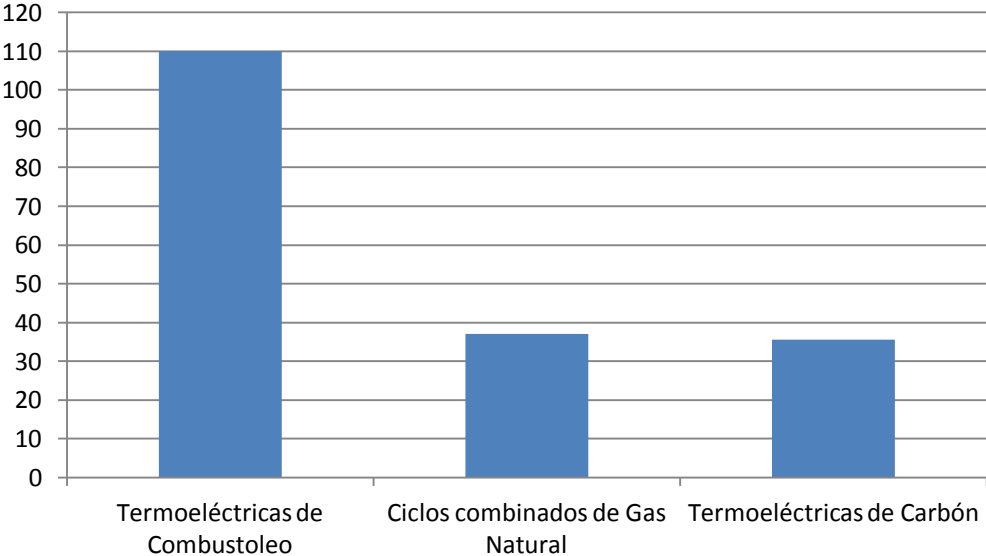
Finalmente, para determinar el costo externo debido a las emisiones de CO₂, se realizó el cociente entre el costo anual del CO₂ en [US\$/año] y la energía generada al año en [kWh/año], lo cual da como resultado lo siguiente:

Costo de la externalidad debida a CO₂ para las tecnologías de combustóleo y gas natural

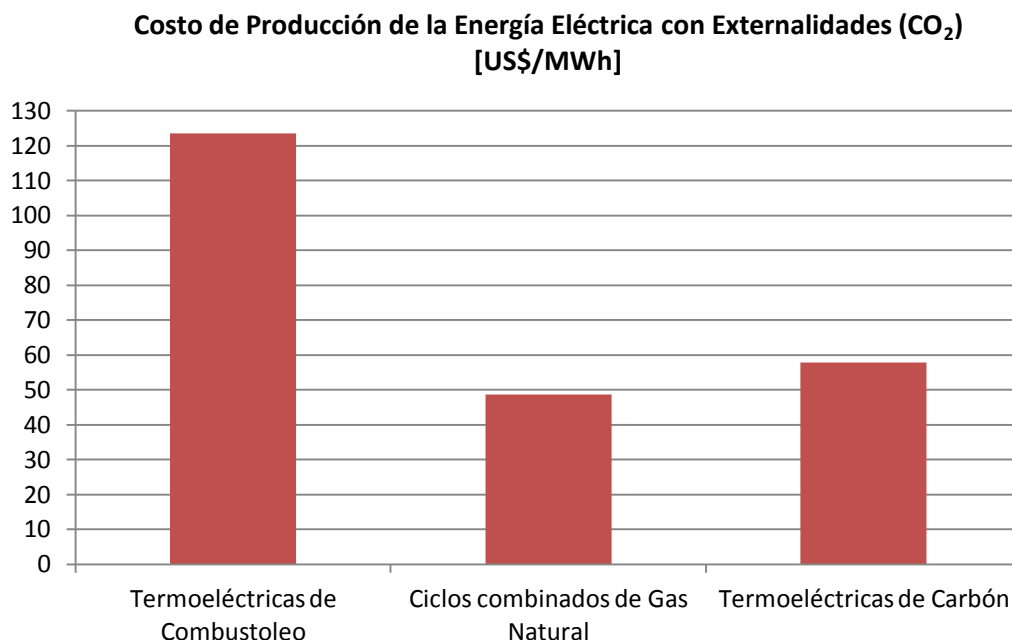
Tecnología	Precio de la tonelada de CO ₂ [US\$/Ton]	Costo CO ₂ [US\$/año]	Energía generada al año [kWh/año]	Costo Externo CO ₂ [US\$/MWh]
Combustóleo	20.3583	32,568,876.42	2,400,000,000.00	13.57
Gas Natural	20.3583	27,925,977.62	2,400,000,000.00	11.64

El costo variable de generación promedio de las tecnologías a base de carbón, combustóleo y gas natural, sin considerar externalidades ambientales, es decir, debido únicamente al consumo de combustible se ejemplifica en la siguiente gráfica:

Costo Variable de Generación de la Energía Eléctrica [US\$/MWh]



Por su parte, el costo de producción de energía eléctrica al considerar el costo externo del CO₂ provoca que las gráficas anteriores presenten la siguiente distribución:



Las tecnologías a base de combustóleo encabezan la lista de las más costosas en términos de costo de producción, el cual engloba costo de combustible y costo de las externalidades, con un costo de más de **120 US\$/MWh**, le siguen las tecnologías a base de carbón con un costo de casi **60 US\$/MWh** y finalmente las más económicas serían las tecnologías a base de gas natural, con costo cercano a los **50 US\$/MWh**. En la siguiente tabla se resumen los costos variables de generación, los costos externos por CO₂ y el incremento que representan estos últimos respecto del costo variable de generación:

Tecnología	Costo Variable de Generación [US\$/MWh]	Costo de las Externalidades [US\$/MWh]	Incremento [%]
Termoeléctricas de Combustóleo	110	13.57	12%
Ciclos combinados de Gas Natural	37.08	11.64	31%
Termoeléctricas de Carbón	35.5	22.2565	63%

5. CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES

En el presente capítulo, se examinarán los efectos potenciales de la inclusión del costo de las externalidades derivadas del CO₂ en la expansión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). El objetivo del presente apartado es presentar al lector el posible rumbo de la expansión del SEN bajo la implantación de los costos externos del CO₂.

En la expansión del SEN intervienen variables de tipo políticas, económicas, ambientales, y tecnológicas. Por ello, la discusión se dividirá en dos temas: legislación y normatividad, y Combustibles y Tecnología.

El primer tema, legislación y normatividad, abordará como su nombre lo indica, entidades responsables de establecer las políticas, estrategias y lineamientos de expansión del SEN. Por su parte, el tema combustibles y tecnologías, tratará asuntos relacionados con costos, avances tecnológicos y emisiones de diversas alternativas de expansión del SEN.

Finalmente se concluye el capítulo con el desarrollo de las conclusiones.

Legislación y Normatividad

El sistema legislativo mexicano en materia de electricidad está conformado por la Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE). De estas leyes se desprenden las políticas, estrategias y programas que las instituciones mexicanas se encargan de implantar.

En este apartado se examinará la participación de las siguientes instituciones: Secretaría de Energía (SENER) y Comisión Federal de Electricidad (CFE). En la siguiente imagen, se presentan los Planes, Prospectivas y Programas que sirven de base para la expansión del SEN:

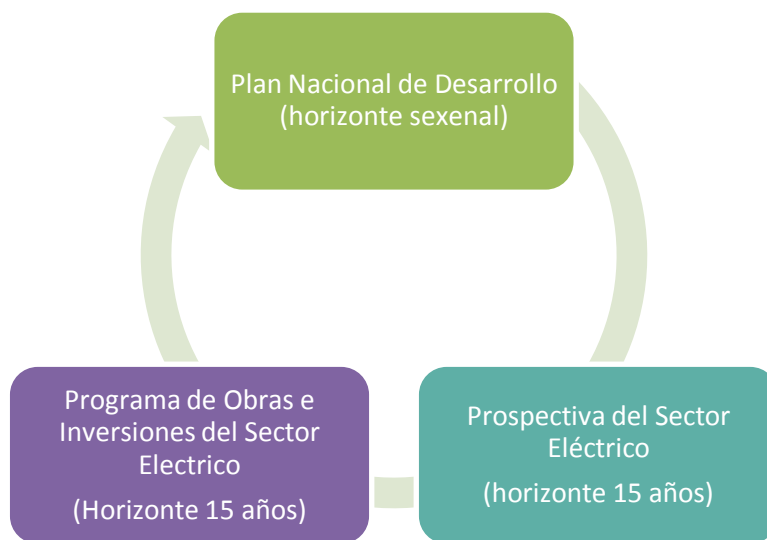


Figura. Planes, prospectivas y programas del Sector Eléctrico Mexicano

La figura anterior no es tipo jerárquica y más bien ilustra la retroalimentación de cada documento con sus inmediatos. Cabe destacar que el único que determina de forma clara la expansión del SEN en cuanto a tipo de tecnologías y combustibles, es el Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico (POISE) que elabora CFE anualmente. A continuación se presentan algunas características de los documentos antes mencionados:

Documento	Formulado por:	Horizonte de Planeación	Principal Alcance
Plan Nacional de Desarrollo	Ejecutivo Federal	6 años	Propone Estrategias para cumplir con objetivos generales presidencia
Prospectiva del Sector Eléctrico	Secretaría de Energía	15 años	Formula un Pronóstico de precio combustibles
Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico	Comisión Federal de Electricidad	15 años	Propone la mezcla óptima de tecnologías para la expansión del SEN

Con base en esta introducción se detallara la participación de cada institución y la eventual modificación en sus políticas, planes y programas bajo el supuesto de incluir las externalidades ambiental del CO₂ en la evaluación económica de los proyectos de repotenciación y en general, de generación de electricidad.

Secretaría de Energía

La SENER juega un rol regulador en el sector eléctrico, se encarga principalmente de establecer las estrategias y lineamientos con base en información de Ejecutivo Federal, Comisión Federal de Electricidad (CFE) y Petróleos Mexicanos (PEMEX).

La SENER tendría que modificar los lineamientos de política en materia de electricidad para los periodos consecuentes; para definir los lineamientos, la SENER se basa en las estrategias del Plan Nacional de Desarrollo (PND). Los lineamientos que propone la SENER para el periodo 2007-2012, establecen lo siguiente:

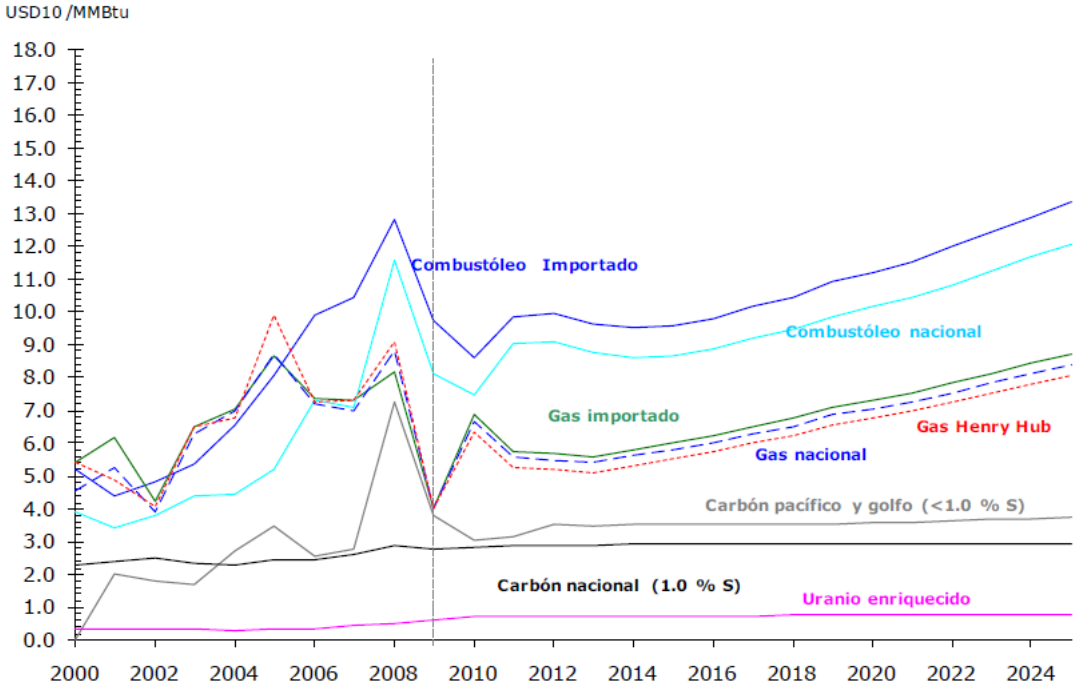
1. Desarrollar fuentes de energía renovable a fin de alcanzar una participación de 25% en la capacidad de generación.
2. Mantener una participación máxima de 40% para las tecnologías de generación a base de gas natural.
3. Desarrollar la generación a base de carbón, con una participación máxima de 15 por ciento. Así mismo, se recomienda atender los compromisos de sustentabilidad ambiental implementando las tecnologías necesarias para el abatimiento de emisiones.
4. Mantener una cota máxima de 8% para proyectos que se dejarían con libertad para, definir posteriormente la tecnología más conveniente, y mantener invariable la participación de la generación nucleoelectrica.
5. Reducir la participación de las tecnologías a base de combustóleo y diesel a 12 por ciento.

Los lineamientos anteriores no consideran la valoración económica de las externalidades del CO₂.

Comisión Federal de Electricidad

Bajo la actual legislación en materia de Servicio Público de Electricidad (SPE), la cual establece que Comisión Federal de Electricidad tiene que generar energía eléctrica de mínimo costo, es lógico predecir que la tendencia de los proyectos de repotenciación de combustóleo a carbón será a la baja.

Por otro lado, se presenta el siguiente gráfico, el cual representa la principal variable para la expansión del SEN, desde la perspectiva de CFE; El precio del combustible. La información fue tomada del Programa de Obras e Inversiones (POISE) de CFE del periodo 2011-2025, la recta e 2009 marca la diferencia entre el histórico y el pronóstico del comportamiento de los precios.



Como puede observarse el combustible más económico es el uranio enriquecido, le sigue el carbón, posteriormente el gas natural y a el último el combustóleo.

A continuación se presenta un resumen de las ventajas y desventajas de los combustibles antes mencionados y se suman las energías renovables. El análisis se realiza en términos de su costo, disponibilidad y cobertura, entre los principales.

Combustible	Ventajas	Desventajas
Gas Natural	<i>Costo.</i> Bajo costo (4-6 USD\$/GJ) <i>Emisiones.</i> Bajo contenido de Carbono.	<i>Cobertura.</i> Falta infraestructura de gaseoductos en algunas partes de la república.
Coque de Petróleo	<i>Costo.</i> Bajo costo (1-2	<i>Disponibilidad.</i> Baja,

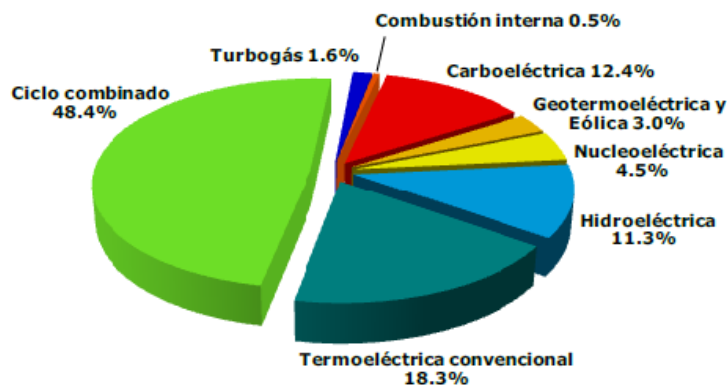
	USD\$/GJ)	determinada por PEMEX. Emisiones. Elevado contenido de Azufre.
Nuclear	<i>Costo.</i> Bajo costo (Menos de 1 USD\$/MWh) <i>Emisiones.</i> No contamina durante el proceso de generación de electricidad.	<i>Riesgo.</i> Su seguridad se ha visto superada por los fenómenos naturales. <i>Políticas País.</i> Su desarrollo se ve afectado por cuestiones de seguridad nacional y mundial.
Energías Renovables	<i>Costo.</i> Su costo solo comprende la O&M. <i>Disponibilidad.</i> México posee gran potencial de recursos eólicos, solares y geotérmicos.	<i>Intermitencia.</i> Las energías solar y eólica son de naturaleza intermitente. <i>Costo.</i> El costo de inversión es elevado.

Dado el contexto de producir energía de baja costo, funcionarios de CFE²⁴ predicen que el destino en el corto plazo de las centrales termoeléctricas a base de combustóleo es la conversión a gas natural o el cierre de la planta.

Es importante remarcar que actualmente el gas natural aporta el 50% de la generación total del país; 48.4% provenientes de tecnologías de ciclo combinado y 1.6% de tecnologías de turbina de gas.

²⁴ Ing. Jose Manuel Muñoz Villalobos, Asesor de la Subdirección de Generación de CFE.

2009
235,107 GWh



Fuente: Programa de Obras e Inversiones de Sector Eléctrico, CFE.

Los principales factores cuantitativos que promueven el desarrollo de la generación a base de gas son: costo de combustible; eficiencia de las tecnologías a base de gas; nivel de emisiones de CO₂ y SO_x.

El tema de discusión parece entonces apuntar hacia las tecnologías de ciclo combinado, nucleoeeléctricas y energías renovables; de estas tres, solo los ciclos combinados presentan emisiones de CO₂ durante el proceso de generación de electricidad. La aportación en porcentaje de estas tres tecnologías para el 2009 fue de 68.8%.

Por lo anterior, Comisión Federal de Electricidad necesariamente tendría que pensar en otras tecnologías; el carbón se vería sustituido por gas natural ó coque de petróleo ó energía nuclear ó las energías renovables.

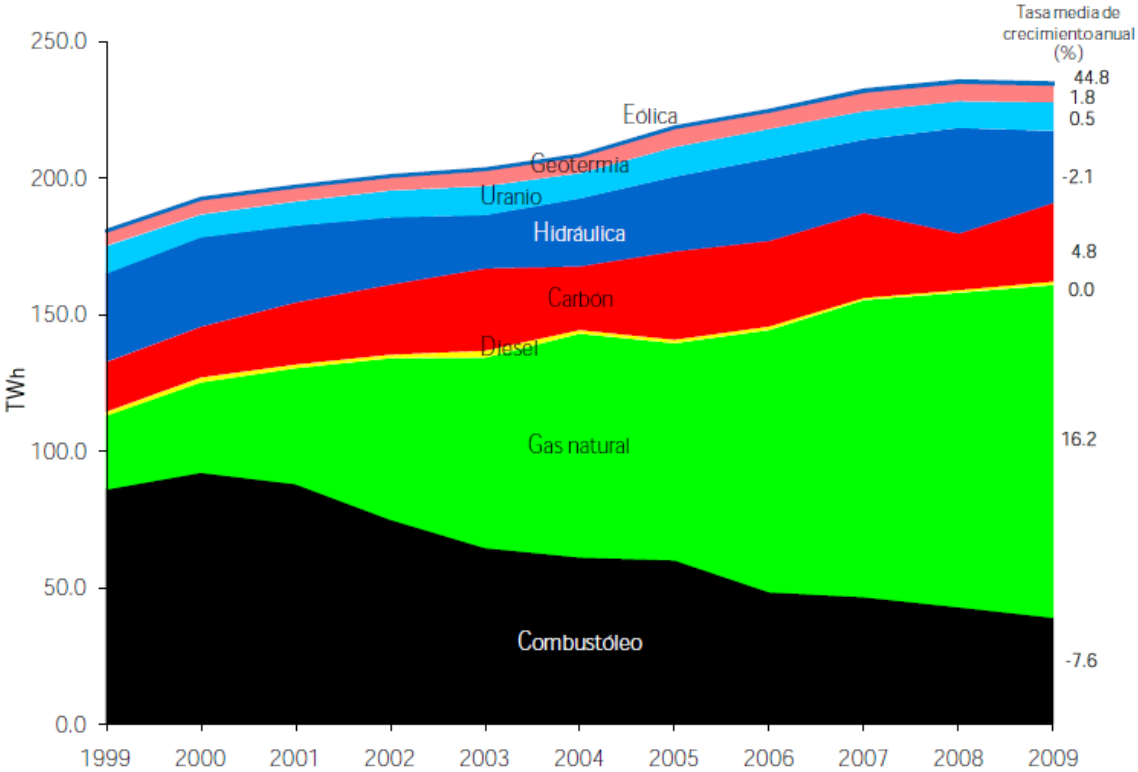
Combustibles y tecnologías

Las tecnologías para la generación van de la mano de la fuente primaria que se aprovecha. Esta fuente primaria pueden ser los combustibles o las energías renovables; los combustibles representaron el 85.9% de la generación y las energías renovables el 14.1% restante al cierre 2009²⁵.

²⁵ Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2015 de la Secretaría de Energía

La descomposición de los porcentajes anteriores fue la siguiente forma, el 51.8% a partir de gas natural, 16.7% de combustóleo, 12.4% del carbón, 4.5% de la energía nuclear, 0.5% proviene del diesel, 11.2% de centrales hidroeléctricas y finalmente, el 3.0% a partir de geotermia y viento. En la siguiente figura se presenta el comportamiento de la generación de 1999 a 2009, antes mencionados:

**Generación en el Servicio Público
Por tipo de energético, 1999 a 2009**



Fuente: Prospectiva del Sector Eléctrico 2010-2025, SENER

Las variables técnicas que intervienen en la decisión de inversión de proyectos están son la disponibilidad del recurso primario, las emisiones contaminantes y los avances tecnológicos. Cabe destacar que este tipo de proyecto son de largo plazo, de 20 a 30 de horizonte de evaluación económico.

Los costos de Inversión de las tecnologías a base de fuentes renovables son mayores en todos los casos, en comparación con las tecnologías a base de combustibles fósiles. En el siguiente cuadro se presenta en costo promedio en dólares por kilowatt instalado de las diferentes tecnologías:

Tecnología	Tipo	Costo de Inversión [USD\$/kW]
Fuentes Renovables	Eólica	1,700
	Solar	2,200 a 8,000
	Hidráulica	2,100
	Geotérmica	3,800
A base de Combustibles	Ciclo Combinado	1,000
	Termoeléctrica Convencional	1,200
	Termoeléctrica de Carbón	1,500

Fuente: Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable de México, SENER 2009.

CONCLUSIONES

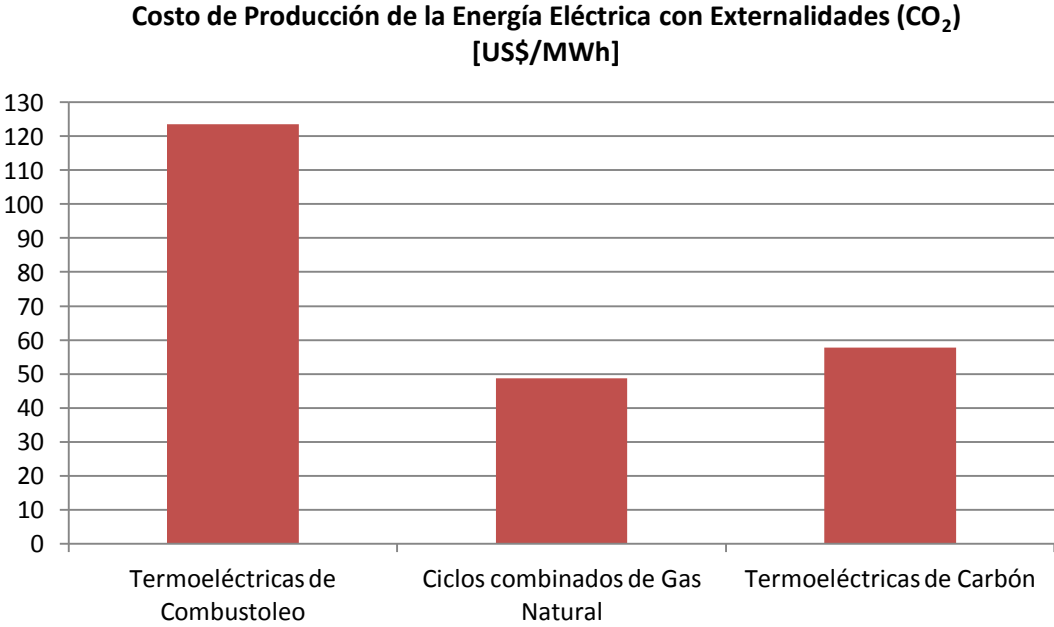
La inclusión de la externalidad debida al CO₂ en la evaluación de proyectos termoeléctricos en México modificara la estructura del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) actual. Los proyectos que hoy en día son considerados viables, como la conversión de combustóleo a carbón y la construcción de nuevas centrales de carbón, competirán directamente con tecnologías renovables, tecnologías a base de gas natural y tecnologías de nucleoelectricidad.

En cuanto a la metodología para la valoración de externalidades propuestas por SENER, las críticas se basan en las premisas bajo las cuales se soporta: **cuantificar las emisiones solo durante la operación de la central eléctrica y el precio de la tonelada de CO₂ dejarlo a valor de mercado internacional**; el hecho de solo considerar las emisiones durante la operación de la central es una forma muy objetiva y practica de evaluar el fenómeno, sin embargo, otras corrientes como el Análisis de Ciclo de Vida propone evaluar el CO₂ desde la extracción del combustible. Por su parte, el dejar el precio de la tonelada de CO₂ a valor de mercado internacional puede ser una decisión que ponga en riesgo la operación del SEN, ya que en este mercado de CO₂ intervienen decisiones de empresarios y políticos de otros países, que no necesariamente piensan en bienestar de México.

También, es destacable que la metodología de SENER solo contabiliza las emisiones de CO₂ y las emisiones de bióxido de carbono equivalentes debidas a metano, oxido nitroso y otros gases. Siendo que hay gases, tal como el oxido de azufre presente en la combustión de combustóleo, que también generan un costo externo para sociedad.

El hecho de que actualmente se planteen proyectos de repotenciación a carbón, tiene su origen en los bajos costos de producción que se alcanzan con este combustible; **35.5 US\$/MWh** contra **110 US\$/MWh** del combustóleo, aún más bajos que los ciclos combinados de CFE, los cuales son de **37.08 US\$/MWh**. Sin embargo, esta justificación de los proyectos de repotenciación no considera las externalidades ambientales.

En la siguiente figura se ilustra un ejercicio donde se incluye el costo externo del CO₂ para las tecnologías a base de gas natural, combustóleo y carbón. El costo variable de generación es de **123.57 USD/MWh** para el combustóleo, **48.72 USD/MWh** para el gas natural y **57.75 USD/MWh** para el carbón.



Fuente: Información de las Centrales tomadas del Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico de CFE

El encarecimiento de las tecnologías a base de combustibles fósiles, promovería el desarrollo de las energías renovables. México es un país con una gran potencial solar (700 MW²⁶), eólico y geotérmico (Entre 12 y 45 GW²⁷); la energía nuclear sería también una opción, ya que además de no tener emisiones de ninguna sustancia contaminante, existen reservas en el mundo para más de 3000 años; el gas natural continuará formando parte de SEN, los nuevos avances tecnológicos permiten tener eficiencias termodinámicas en ciclo combinado de 50 a 60% y en ciclo combinado con cogeneración de 80-90%.

Finalmente, toda esta evaluación gira en torno a una problemática que a todos nos involucra, el efecto invernadero. De alguna u otra forma debemos comenzar a enmendar esta situación que a todos son debería interesar. Es difícil atender algo que no es tangible y que además requiere una conciencia social de todos; empresarios, políticos y ciudadanos. En temas de energía, esta metodología es un buen comienzo para aportar como país, un grano de arena para abatir el cambio climático.

²⁶ Energías Renovables para el Desarrollo Sustentable de México 2009, SENER

²⁷ Ibidem

Bibliografía

- External Costs, Researchs and Results on Socio-Environmental Damage due to Electricity and Transport 2003. Comisión Europea, Comunidad de Investigación.
- Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (RLAERFTE). DOF. 2 de Septiembre de 2009.
- Laura Elena Sánchez Hernández, Ranulfo Gutiérrez Ramírez, Gladys Lizbeth porras Loaiza et all, IIE, México 2011.
- Ley de Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).
- Programa de Obras e Inversiones del Sector Eléctrico 2010-2024, CFE.
- FDIS/ISO 14040: Environmental management- Life cycle assessment – Principles and framework ISO (1997).
- Documento de Análisis Beneficio-Costo, Proyecto RM CT Topolobampo, Mayo de 2010.
- External combustion sources, Bituminous and Subbituminous Coal Combustion, EPA.
- Grupo Intergubernamental de Expertos Sobre Cambio Climático, Tercer Informe de Evaluación, Cambio Climático 2001, La base científica.

Mesografía:

- <http://en.wikipedia.org/wiki/Coal>
- <http://www.rocksandminerals.com/coal.htm>
- http://www.oviedocorreo.es/personales/carbon/carbon_mineral/carbon%20mineral.htm
- <https://www.theice.com/marketdata/reports/ReportCenter.shtml?reportId=82&productId=390&hubId=564>
- <http://www.banxico.gob.mx/SieInternet/consultarDirectorioInternetAction.do?accion=consultarCuadro&idCuadro=CF336§or=6&locale=es>